



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR
KLIMASCHUTZ, UMWELT,
ENERGIE UND MOBILITÄT

Stromnetz 2045: Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz



INHALT

Zusammenfassung	4
Vorwort	6
1. Einleitung	8
2. Abgleich von Planungsprämissen für die Energielandschaft in Rheinland-Pfalz	10
2.1 Erzeugungslandschaft	14
2.1.1 Onshore-Windkraft	14
2.1.2 Photovoltaik	16
2.1.3 Konventionelle Erzeugung	19
2.2 Kommunale Lastentwicklung	20
2.2.1 Elektromobilität	20
2.2.2 Wärmebereitstellung	22
2.2.3 Dezentrale Flexibilitäten	24
2.3 Industrielle Lastentwicklung	26
2.3.1 Entwicklung der industriellen Energiebedarfe	26
2.3.2 Regionalisierung des zukünftigen industriellen Energiebedarfs	28
2.4 Fazit zu Planungsprämissen	30
3. Schlussfolgerungen und Ausblick	32
3.1 Umfeldbedingte Herausforderungen	33
3.1.1 Paradigmenwechsel: Bisherige Netzausbaulogik stößt an Grenzen	33
3.1.2 Dynamische Entwicklung im Stromsektor und gesamten Energiesystem	33
3.2 Prozessbedingte Herausforderungen	34
3.2.1 Unterschiedliche Entscheidungszyklen/Henne-Ei-Dilemma	34
3.2.2 Unterschiedliche Zieljahre in den Planungsprozessen	34
3.2.3 Zeitlicher Versatz in (und zwischen) den Planungsprozessen	35
3.2.4 Regionalisierung von Mantelzahlen	35
3.3 Empfehlungen	36
3.3.1 Stakeholder-Feedback durch Mittelfrist-Szenario ermöglichen	36
3.3.2 „Bottom-up“-Abgleich als Plausibilitätscheck integrieren	36
3.3.3 Szenariotrichter breiter fassen	36
3.3.4 Allokationssignale für eine netzdienliche Verortung setzen	37
3.3.5 Planungsprozesse rollierend synchronisieren mit einheitlichen Betrachtungsjahren	38
3.3.6 Koordinierungskreis zu Anschlussbegehren einsetzen	38
3.4 Ausblick	39
Anhang	41

Abbildungen

Abb. 1:	Schematische Darstellung zur Regionalisierung von Erzeugern und Verbrauchern	11
Abb. 2:	Schematische Übersicht der Themenschwerpunkte inkl. betrachtete Parameter	12
Abb. 3:	Anzahl an Datenmeldungen	12
Abb. 4:	Räumliche Verteilung der eingereichten Datenmeldungen zum Windkraftausbau in Rheinland-Pfalz	13
Abb. 5:	Netzbetreiberdaten installierte Leistung Windkraftanlagen	15
Abb. 6:	Netzbetreiberdaten installierte Leistung Photovoltaik	17
Abb. 7:	Netzbetreiberdaten Elektrofahrzeuge	21
Abb. 8:	Netzbetreiberdaten Wärmepumpen	23
Abb. 9:	Einsatz von Flexibilitäten	25
Abb. 10:	Industrieentwicklung	26

ZUSAMMENFASSUNG

Der vorliegende Abschlussbericht fasst die wesentlichen Ergebnisse des vom Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität (MKEUM) initiierten Beteiligungsprojektes „Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz: Stromnetz 2045“ zusammen. Von Mai bis Oktober 2024 haben Netzbetreiber, Stadtwerke, Kommunen, Industrie, Planungsbehörden und Wirtschaftsverbände ihre Planungsdaten und Informationen zur zukünftigen Energielandschaft in Rheinland-Pfalz zusammengeführt und diskutiert.

Dazu wurden vorab Daten zu relevanten Parametern abgefragt und in drei Workshops zu den Themenschwerpunkten (1) Erzeugungslandschaft, (2) kommunale Lastentwicklung und (3) industrielle Lastentwicklung vertieft. Ziel war es, die Annahmen zur Entwicklung von Energieerzeugung und -verbrauch im Land abzugleichen und darüber ein gemeinsames Verständnis für die Herausforderungen in der Infrastrukturplanung zu entwickeln sowie erste Handlungsempfehlungen abzuleiten. Die Ergebnisse des Datenabgleichs sind in einem Dashboard aufbereitet und stehen für alle öffentlich zur Verfügung.

Beim Abgleich der Daten und in den Vertiefungsworkshops wurde deutlich, dass die beteiligten Akteure unterschiedliche Planungshorizonte betrachten, die eine belastbare Planung über lange Zeithorizonte erschweren. Während Netzbetreiber aufgrund der langen Vorlaufzeit und Nutzungsdauer ihrer kapitalintensiven Infrastruktur sehr langfristig planen müssen, haben Stakeholder wie Industrieunternehmen angesichts der Abhängigkeit vom Marktumfeld sehr viel kürzere Planungs- und Entscheidungszyklen. Weitere Herausforderungen bei der Prognose der künftigen

Energielandschaft ergeben sich insbesondere aus den dynamischen Entwicklungen im Stromsektor, der Betrachtung unterschiedlicher Zieljahre sowie dem zeitlichen Versatz in und zwischen den Planungsprozessen und der Regionalisierung von Mantelzahlen anhand eines Top-down-Prozesses.

Die Datenwerkstatt hat gezeigt, dass ein Abgleich der zentralen Planungsannahmen mit den tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort unerlässlich ist. Daraus wurden Empfehlungen zur Verbesserung der Planungsannahmen und der Planungsprozesse insgesamt formuliert. Um die unterschiedlichen Planungshorizonte von Netzbetreibern, Kommunen und Unternehmen stärker zu vereinen, sollte beispielsweise darüber nachgedacht werden, formal ein mittelfristiges Betrachtungsjahr in die Netzplanungsprozesse zu integrieren. Dies würde den Stakeholdern die wichtige Chance eröffnen, eine fundiertere Einschätzung abzugeben, ob die Entwicklungspfade mit ihren Planungen übereinstimmen.

Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob und wie ein „Bottom-up“-Abgleich mit regionalen Daten und Informationen als Plausibilitätscheck in die

Regelprozesse der Netzplanung integriert werden könnte. So wäre sichergestellt, dass die regionalen Besonderheiten und aktuellen Entwicklungen angemessen berücksichtigt werden. Eine gemeinsame Plattform oder entsprechende Austauschformate können dazu beitragen, die Planungen besser aufeinander abzustimmen, indem Abhängigkeiten frühzeitig identifiziert und gemeinsam Lösungen erarbeitet werden können.

Die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz ist der erste Beteiligungsprozess dieser Art. Erstmals wurden auf Landesebene alle beteiligten Akteure von Industrie, Wirtschaftsverbänden, Planungsbehörden, Stadtwerken, Kommunen bis hin zu Netzbetreibern zusammengebracht und so ein Rundumblick auf die künftige Energielandschaft und die damit verbundenen Herausforderungen in Rheinland-Pfalz ermöglicht. Ein solches Beteiligungsprojekt zum Abgleich von Planungsannahmen kann eine Blaupause sein, ein ähnliches Format auch in anderen Bundesländern zu etablieren. So können Energiewende-Akteure ihr lokales Wissen zusammenbringen und dieses gebündelt in Planungsprozesse zur Verbesserung der Datenqualität für die Infrastrukturentwicklung einspielen.

VORWORT



Katrin Eder; Ministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz.

Sehr geehrte Damen und Herren,

um die Energieversorgung klimaneutral zu transformieren, sind abgestimmte Planungsprozesse der verschiedenen Infrastrukturen ein wichtiges Erfolgskriterium. Das gilt für die Verteilnetze und die dazugehörigen örtlichen Stromnetze ebenso wie für das Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene. Für eine über Jahre bis Jahrzehnte im Voraus erfolgende Stromnetzplanung ist es angesichts der damit verbundenen Kosten wichtig, dass die Annahmen zur Entwicklung von Energieerzeugung und -verbrauch mit den Plänen und Entwicklungen vor Ort übereinstimmen: Wie entwickeln sich Lastprofile einzelner Verbrauchergruppen, welche Kommunen planen welche Art der Wärmeversorgung, wo entstehen weitere Vorrangflächen für Erneuerbare Energien-Anlagen, wie hoch wird der Zuwachs an Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeugen eingeschätzt und welche Rolle spielt Wasserstoff in den Transformationsplänen der Industrie?

Um Antworten auf diese und weitere Fragen zu finden, haben wir die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz für das Stromnetz 2045 initiiert. In den vergangenen Monaten haben Netzbetreiber, Stadtwerke, Kommunen, Industrie, Planungsbehörden und Wirtschaftsverbände ihre Planungsdaten und Informationen zur Erzeugungslandschaft sowie

zur kommunalen und industriellen Lastentwicklung zusammengeführt und diskutiert. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind Gegenstand dieses Abschlussberichts und werden in die weiteren Planungsprozesse für die Stromnetzentwicklungsplanung im Land einfließen.

Die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz ist der erste Beteiligungsprozess dieser Art. Er ersetzt weder die etablierten Planungsprozesse, noch erhebt er den Anspruch, die Daten zu einem verbindlichen und in sich geschlossenen Planungsszenario zu verknüpfen.

Ein wichtiges, wenn nicht das wichtigste Ziel der Datenwerkstatt war es, erstmals auf Bundeslandebene eine Plattform zu schaffen, um die Annahmen für die Stromnetzplanung „Bottom-up“ im Gegenstromverfahren mit regionalen Planungsdaten und Informationen abzugleichen. Mit diesem sektorübergreifenden Rundumblick auf die künftige Entwicklung von Energieerzeugung und Energiebedarfen im Land leistet die Datenwerkstatt einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der Datenqualität.

Der mit der Datenwerkstatt für Rheinland-Pfalz etablierte Informationsaustausch zwischen den beteiligten Stakeholdern stellt einen hohen

Mehrwert dar und endet nicht mit dem vorliegenden Abschlussbericht. Die im Rahmen der Datenwerkstatt übermittelten Daten werden in anonymisierter Form in einem interaktiven, über die Website des Ministeriums erreichbaren Dashboard veröffentlicht. Somit können alle Energieverbraucher-Akteure im Land die damit zur Verfügung gestellte Datengrundlage jederzeit als Referenz für ihre Planungsprozesse nutzen und mit den eigenen Planungsannahmen abgleichen.

Ich danke den vielen Beteiligten, die sich aktiv in die Datenwerkstatt eingebracht und durch die Bereitstellung ihrer Daten und Informationen dieses Projekt überhaupt erst möglich gemacht haben. Mein besonderer Dank gilt dem Übertragungsnetzbetreiber Amprion, der als Kooperationspartner das Projekt maßgeblich mit umgesetzt hat. Ebenso bedanke ich mich bei den umsetzungsverantwortlichen Verteilnetzbetreibern Westnetz, Pfalzwerke Netz, Energienetze Mittelrhein, EWR Netz, Mainzer Netze und Syna, die die Datenwerkstatt mit netzplanerischer Expertise begleitet haben.

Ihre Katrin Eder



1. EINLEITUNG



Für den erfolgreichen Umbau zu einer klimaneutralen Energieversorgung ist eine frühzeitige und abgestimmte Planung der verschiedenen Infrastrukturen entscheidend. Dafür bedarf es möglichst einheitlicher Annahmen über die künftige Entwicklung der Energieerzeugung und des Bedarfs in den einzelnen Regionen.

Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz das Beteiligungsprojekt „Stromnetz 2045: Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz“ zum Abgleich regionaler Planungsannahmen initiiert. Zur Validierung bestehender Annahmen waren Netzbetreiber, Stadtwerke, Kommunen, Industrie, Wirtschaftsverbände und Planungsbehörden aufgerufen, Daten und Informationen zur künftigen Entwicklung von Energieerzeugung und Energiebedarfen in den einzelnen Regionen in Rheinland-Pfalz zu übermitteln und anschließend gemeinsam zu diskutieren. Auf diese Weise sollten Daten und Informationen im Gegenstromprinzip validiert, etwaige Unterschiede in den Annahmen identifiziert und ein Stimmungsbild bestimmter Trends erhoben werden.

Zum Auftakt der Datenwerkstatt am 13. Mai 2024 kamen rund 80 Vertreterinnen und Vertreter aus Industrie, Kommunen, Stadtwerken, Wirtschaftsverbänden, Planungsbehörden und Netzbetreibern nach Mainz. Anschließend fanden zwischen Juni und August drei digitale Vertiefungswshops mit ca. 40 bis 60 Teilnehmenden zu den Themenschwerpunkten (1) Erzeugungslandschaft, (2) kommunale Lastentwicklung und (3) industrielle Lastentwicklung statt.

Die regionalisierten Planungsannahmen der Übertragungsnetzbetreiber für Rheinland-Pfalz aus dem Netzentwicklungsplan dienten jeweils in den Vertiefungswshops als Diskussionsgrundlage, ergänzt um vorab übermittelte Datenmeldungen der Stakeholder. Darüber hinaus wurden in den Workshops mittels interaktiver Tools regionale Trendentwicklungen abgefragt und im Plenum diskutiert. Basierend auf den Erkenntnissen aus diesen Vertiefungswshops und den eingegangenen Datenmeldungen wurde im Gegenstromverfahren ein Abgleich der Planungsannahmen durchgeführt und die Ergebnisse in diesem Abschlussbericht zusammengefasst. Über ein interaktives Dashboard können die eingereichten Daten jederzeit online abgerufen und die Daten der Netzbetreiber mit denen anderer Stakeholder für unterschiedliche Zieljahre abgeglichen werden.

Zum Abschluss der Datenwerkstatt am 9. Oktober 2024 hat das Ministerium erneut nach Mainz eingeladen, um die Ergebnisse des Beteiligungsprozesses und den Abschlussbericht zu präsentieren.



Über diesen QR-Code
gelangen Sie zum
interaktiven Dashboard



2. ABGLEICH VON PLANUNGSPRÄMISSEN FÜR DIE ENERGIELANDSCHAFT IN RHEINLAND-PFALZ

Für einen bedarfsgerechten Ausbau der Stromnetze müssen Netzbetreiber so gut wie möglich antizipieren, wie sich Energieerzeugung und -verbrauch auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 entwickeln werden.

In welchen Regionen wird künftig sehr viel mehr Strom produziert, beispielsweise weil dort neue Windparks oder große Photovoltaikanlagen entstehen sollen und welche Regionen werden künftig mehr Strom benötigen, etwa weil Industriebetriebe ihre Produktionsprozesse elektrifizieren oder sich neue Rechenzentren ansiedeln werden? All diese Faktoren beeinflussen, wie die Stromnetze auf allen Spannungsebenen ausgebaut und verstärkt werden müssen.

Netzbetreiber arbeiten mit verschiedenen Planungsszenarien, in denen sie unterschiedliche Entwicklungspfade unterstellen. Die in den Szenarien angenommenen installierten Leistungen von Erzeugern und Verbrauchern in einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland im Jahr 2045 basieren auf politischen Zielen, Projektmeldungen von Stromgroßverbrauchern

und energiewirtschaftlichen Studien. Neben dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP)¹ der Übertragungsnetzbetreiber dienen diese sogenannten Mantelzahlen ebenfalls als Basis für die Netzausbauplanung (NAP) der Verteilnetzbetreiber. Um auf Basis von Szenarioannahmen eine modellgestützte Netzplanung durchzuführen, ist es erforderlich, installierte Leistungen von Erzeugern und Verbrauchern möglichst standortscharf zu regionalisieren, wie in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Hierdurch werden auch für das Land Rheinland-Pfalz auf Basis von Regionalisierungsmodellen konkrete Annahmen getroffen.

¹ Für die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz wurden Daten aus dem bestätigten Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) genutzt, da sich der Szenariorahmen für den NEPv2025 zum Zeitpunkt des Projektes noch im Entwurfsstadium befand und noch nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde.

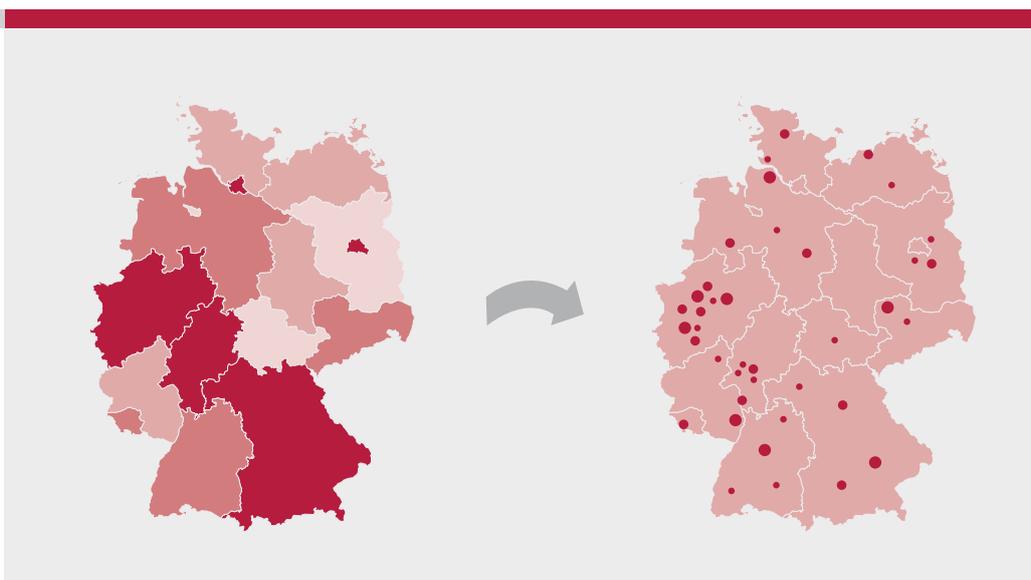


Abb. 1:
Schematische
Darstellung
zur Regionalisierung von
Erzeugern und
Verbrauchern

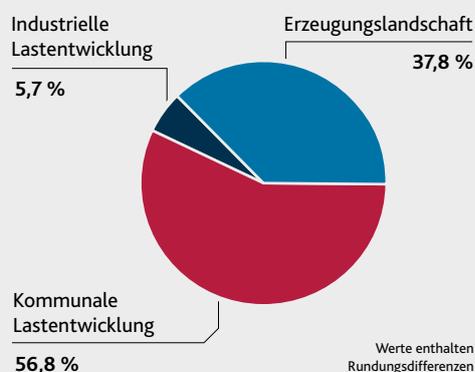


Abb. 2: Schematische Übersicht der Themenschwerpunkte inkl. betrachtete Parameter

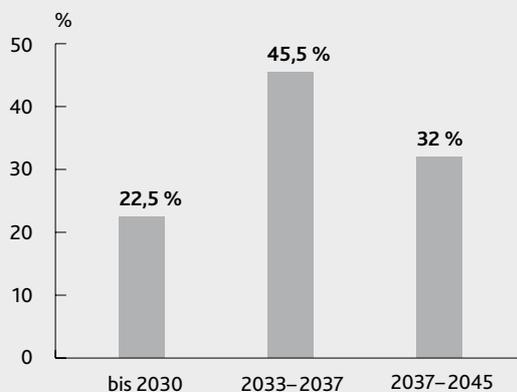
Ziel der Datenwerkstatt war es, Transparenz über die Planungsannahmen der Netzbetreiber herzustellen und mögliche Abweichungen durch den Abgleich mit Planungen und Informationen lokaler Stakeholder zu konkreten Projekten und regionalen Trends herauszuarbeiten. Dazu haben Stadtwerke, Wirtschaftsverbände, Industrieunternehmen, Gemeinden, Planungsbehörden und Netzbetreiber zahlreiche Planungsdaten zur Verfügung gestellt. Die Planungsdaten lassen sich den Bereichen (1) Erzeugungslandschaft, (2) kommunale Lastentwicklung und (3) industrielle Lastentwicklung zuordnen.

Insgesamt wurden im Rahmen der Datenwerkstatt rund 6.000 Datenpunkte übermittelt. Wie in Abbildung 3 dargestellt, wurden die meisten Daten im Bereich der Erzeugungslandschaft und kommunalen Lastentwicklung eingereicht, wohingegen verhältnismäßig wenige Daten zur industriellen Lastentwicklung übermittelt wurden. Eine Verteilung der eingereichten Daten auf Planungszeiträume ist ebenfalls in Abbildung 3 dargestellt. Seitens der Netzbetreiber liegen flächendeckend Daten für alle rheinland-pfälzische Landkreise vor. Die Meldungen von Stakeholdern aus dem kommunalen

Anzahl an Datenmeldungen je Themenschwerpunkt



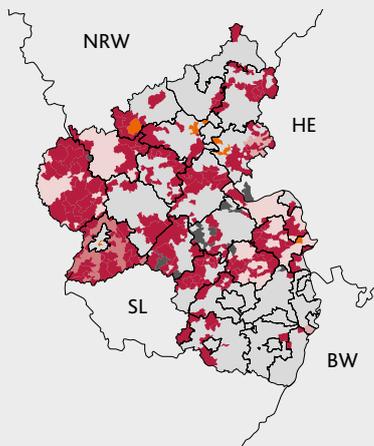
Anzahl an Datenmeldungen im zeitlichen Verlauf



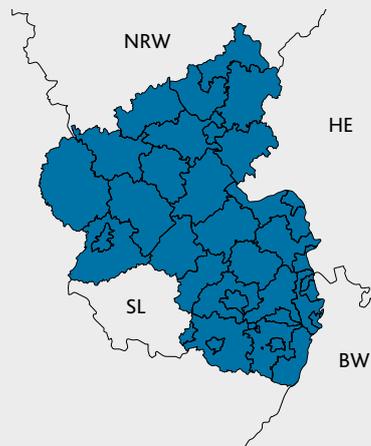
Quelle: Auswertung der Ampfion

Abb. 3: Anzahl an Datenmeldungen

Bereiche, für die außerhalb der Netzplanungsprozesse Datenmeldungen vorliegen, dargestellt in unterschiedlichen Farben je nach Datenquelle.



Datenmeldungen von Netzbetreibern (ÜNB und VNB), die flächendeckende Aussagen auf Ebene von Landkreisen treffen.



Quelle: Auswertung der Amprion

Abb. 4: Räumliche Verteilung der eingereichten Datenmeldungen zum Windkraftausbau in Rheinland-Pfalz

bzw. wirtschaftlichen Bereich liegen hingegen nur punktuell vor, sodass ein direkter Abgleich der Planungsannahmen nicht umfassend für alle Regionen erfolgen konnte. Zudem zeigt sich, dass die von Stakeholdern eingereichten Daten, außerhalb der Netzplanungsprozesse, überwiegend Aussagen über kurzfristige Zeithorizonte bis ca. 2028 treffen. Hingegen betrachten die Planungsdaten der Netzbetreiber die durch die Planungsprozesse NEP und NAP vorgegebenen Zeithorizonte ab 2033. Solch langfristige Planungshorizonte sind zum einen auf die lange Vorlaufzeit bis zum Bau und der Inbetriebnahme neuer Strominfrastrukturen zurückzuführen. Zum anderen sind diese Infrastrukturen anschließend über mehrere Jahrzehnte in Betrieb, sodass eine vorausschauende und langfristige Betrachtung erforderlich ist. Aufgrund dieser unterschiedlichen Zeithorizonte war ein direkter Abgleich der kurzfristigen Stakeholderdaten mit den Langfristprognosen der Netzbetreiber nicht möglich.

Am Beispiel des Windkraftausbaus in Rheinland-Pfalz ist in Abbildung 4 dargestellt, wie sich die eingereichten Datenmeldungen räumlich auf Rheinland-Pfalz verteilen. Links sind alle Bereiche farblich markiert für die eine Datenmeldung außerhalb der Netzplanungsprozesse vorliegt,

wobei jede Datenquelle durch eine andere Farbe symbolisiert ist. Die Daten sind hier teilweise räumlich sehr präzise verortet, z. B. auf Ebene von Postleitzahlgebieten. Für viele Bereiche in Rheinland-Pfalz (grau markiert) liegen aber auch keine Datenmeldungen vor. Demgegenüber stehen die Datenmeldungen von Netzbetreibern (Abbildung 4, rechts), welche flächendeckende Aussagen auf Ebene von Landkreisen treffen. Um die sehr unterschiedlichen Formate der eingereichten Daten zu harmonisieren und miteinander vergleichen zu können, wurde eine Aggregation aller Daten auf Landkreisebene vorgenommen.

In den folgenden Abschnitten werden Planungsannahmen für die Entwicklung der Energielandschaft in Rheinland-Pfalz entlang der drei Themenbereiche Erzeugungslandschaft (2.1), Kommunale Lastentwicklung (2.2) und Industrielle Lastentwicklung (2.3) dargestellt. Die Unterkapitel fassen jeweils die grundlegenden Methoden der Netzbetreiber zur Erstellung ihrer Planungsprämissen zusammen und setzen diese in den Kontext der Ergebnisse der Vertiefungsworkshops. Fokus der Workshops war die Überprüfung der regionalen Planungsannahmen mit dem Ziel, mögliche Abweichungen zu identifizieren sowie prognostizierte Entwicklungen und Trends zu diskutieren.

2.1 Erzeugungslandschaft

Ein wesentlicher Baustein der Energiewende ist ein massiver Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien. Die Erzeugungslandschaft in Rheinland-Pfalz wird in Zukunft stark durch den Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Frei- und Dachfläche) geprägt sein, aber auch die Stromerzeugung durch Wasserstoffkraftwerke wird eine wichtige Rolle spielen. Aufgrund der langfristigen Planungshorizonte für den Netzausbau müssen bereits zu Beginn der Netzplanung möglichst konkrete Annahmen über die Verortung neuer Erzeugungsleistungen getroffen werden, obwohl diese häufig noch nicht durch bestehende Projekte gestützt sind. Dieses Vorgehen führt potenziell zu Diskrepanzen in regionalen Annahmen, welche auf Basis eingereicherter Daten sowie im Rahmen des Vertiefungsworkshops am 19. Juni 2024 mit den teilnehmenden Stakeholdern diskutiert wurden. Im Folgenden werden die Planungsannahmen sowie die zugrundeliegenden Regionalisierungsmethoden der Netzbetreiber dargestellt und die erarbeiteten Diskrepanzen und qualitativen Einschätzungen der Stakeholder zusammengefasst.

2.1.1 Onshore-Windkraft

Zur Ausgestaltung möglicher energiewirtschaftlicher Planungsszenarien für den Netzausbau verfolgen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in vielen Bereichen einen ähnlichen Ansatz. Bei der Regionalisierung von Windkraftanlagen werden zunächst die Standortdaten von bestehenden und bereits genehmigten Windkraftanlagen erfasst.

Rheinland-Pfalz wird stark vom Ausbau der erneuerbaren Energien geprägt sein.

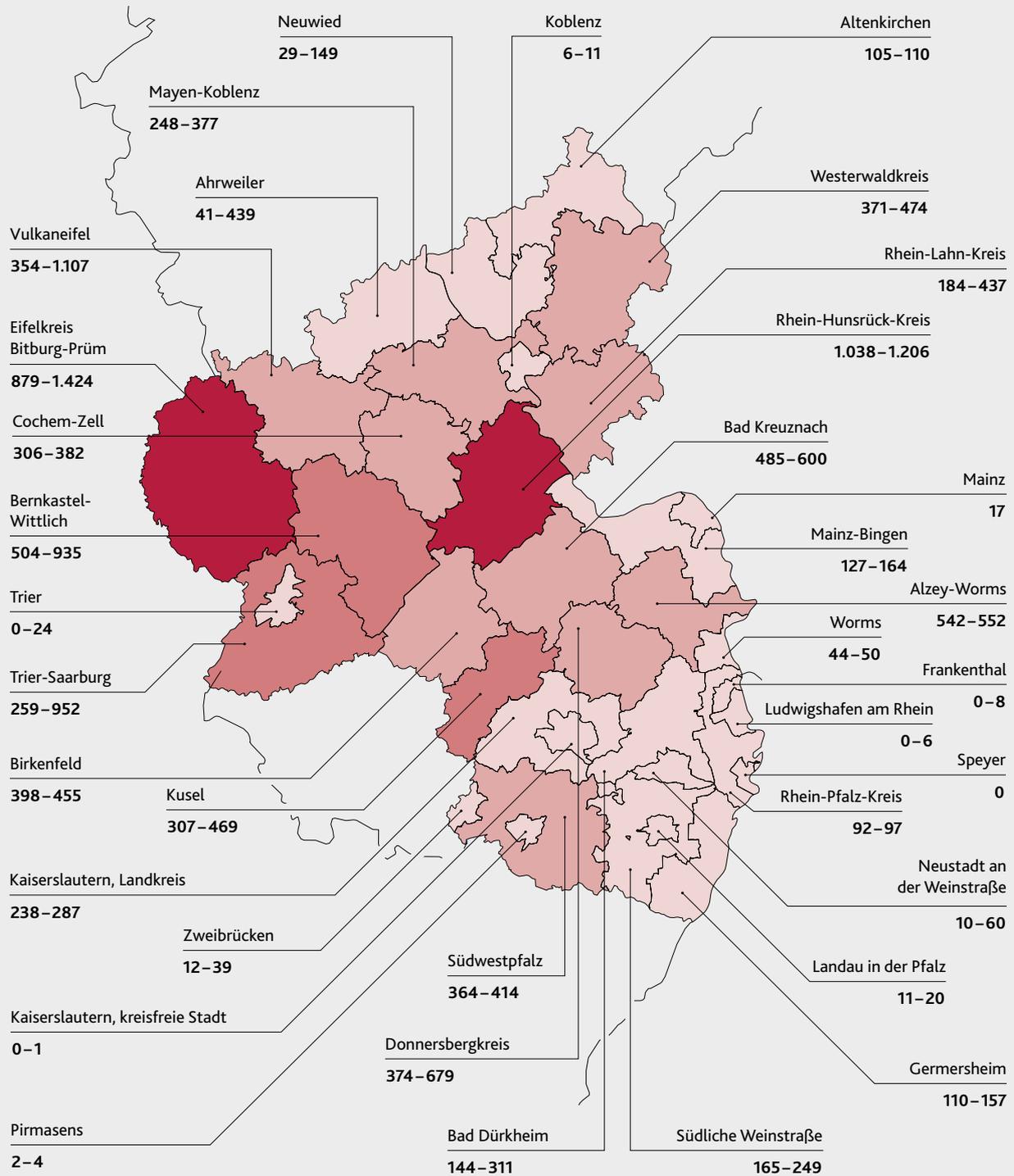
Anschließend werden weitere geeignete Flächen für den Windkraftausbau durch eine Potenzialanalyse identifiziert. Neben

technischen Leistungspotenzialen werden hierbei raumplanerische Aspekte wie Abstandsgebote zu Naturschutzgebieten und geophysikalische Gegebenheiten berücksichtigt. Der Zubau neuer Anlagen erfolgt anhand eines Modells, welches zunächst Anlagen mit bestehenden Anschlussanfragen priorisiert und anschließend anhand der ermittelten Flächenpotenziale hypothetische Anlagen platziert. Im Rahmen der Datenwerkstatt konnten die sich so ergebenden regionalisierten Planungsannahmen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber miteinander verglichen werden, um Spannweiten für den zukünftigen Ausbau von Windkraftanlagen auf Landkreisebene aufzuzeigen. Insgesamt prognostizieren die Netzbetreiber für Rheinland-Pfalz einen Anstieg der installierten Windkraftleistung von heute ca. 4 GW auf 8,2–10,4 GW bis zum Jahr 2037 und 9,4–11,8 GW bis zum Jahr 2045. Diese Spannweiten sind in Abbildung 5 auf Landkreisebene für das Zieljahr 2045 aufgeschlüsselt.

Ein detaillierter Vergleich der zugrundeliegenden Datensätze zeigte auf, dass durch leicht unterschiedliche Modellannahmen regionale Unterschiede zwischen den verwendeten Regionalisierungen der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber hervorgerufen wurden.



Installierte Leistung von Windkraftanlagen in Rheinland-Pfalz 2045 (Spannbreite in MW)



Einfärbung der Landkreise und kreisfreien Städte basierend auf Mittelwerten (Leistung in MW)

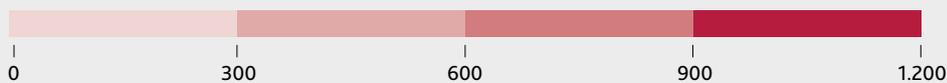


Abb. 5: Netzbetreiberdaten installierte Leistung Windkraftanlagen

Die dargestellte Regionalisierung wurde mit den Teilnehmenden des Vertiefungsworkshops am 19. Juni 2024 diskutiert. Zunächst wurden Einschätzungen bezüglich der Realisierbarkeit des aufgezeigten Windkraftausbaus in Rheinland-Pfalz gesammelt. Eine Mehrheit der Teilnehmenden sieht den Windkraftausbau im Jahr 2037 am unteren Rand der oben genannten Spannweiten oder sogar darunter. Viele Teilnehmende identifizierten langwierige Genehmigungsverfahren als eine der größten Herausforderungen für den Windkraftausbau, gefolgt von der begrenzten Flächenverfügbarkeit sowie der fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung.

Durchaus kontrovers diskutiert wurden Herausforderungen beim Windkraftausbau aufgrund fehlender Netzanschlüsse oder Netzengpässe. Die Teilnehmenden waren sich einig, dass es für den Zubau von Windkraftanlagen zwingend erforderlich ist, die Netzinfrastruktur auszubauen,

Netz Aspekte bei Standortentscheidung zu wenig berücksichtigt

um die steigenden Erzeugungskapazitäten integrieren zu können. Kritisch angemerkt wurde in diesem Zusammenhang jedoch,

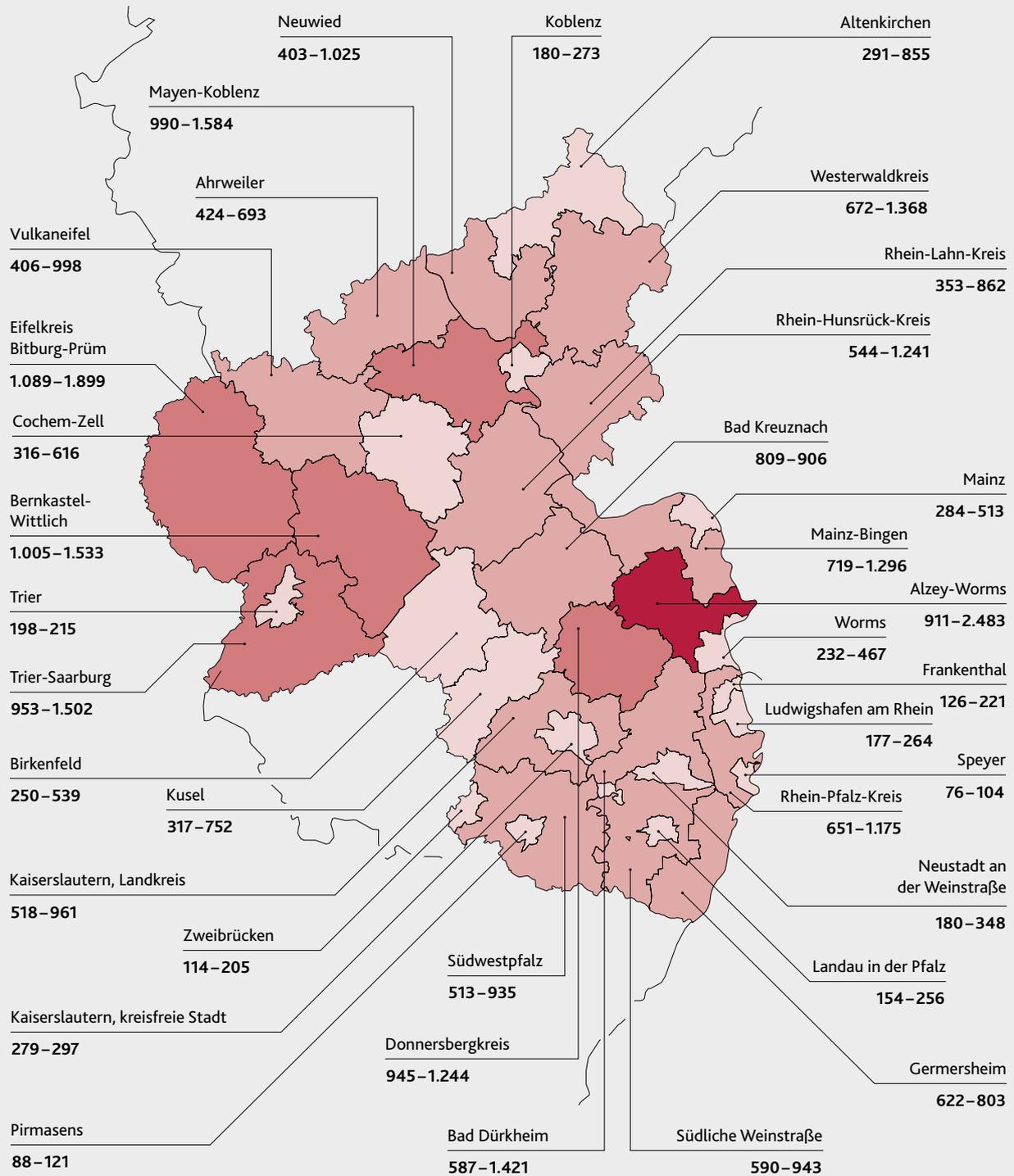
dass Netz Aspekte bei der Standortentscheidung von Windkraftanlagen zu wenig Beachtung finden. Das betrifft sowohl die Kosten für Ausbaumaßnahmen, die für den Netzanschluss erforderlich sind, als auch Redispatch-Kosten, die dadurch entstehen, dass Anlagen oberhalb struktureller Netzengpässe installiert werden und in Folge die Engpasssituation verschärfen. Das gilt umso mehr, je größer die an dieser Stelle installierte Anlagenleistung ist. Finanzielle Aspekte wie diese müssen derzeit bei der Standortentscheidung nicht berücksichtigt werden, da die Betreiber an diesen Kosten nicht direkt beteiligt werden. Vielmehr werden die damit verbundenen Netzkosten über die Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt. Aus Sicht der Teilnehmenden bedarf es Änderungen am regulatorischen Rahmen, um diesen Wechselwirkungen angemessene Rechnung zu tragen und die wachsende Notwendigkeit einer netzdienlichen Verortung von Erzeugungs-, aber auch Lastkapazitäten zu adressieren (siehe hierzu auch 3.3.4).

Eine weitere wichtige Erkenntnis aus der Datenwerkstatt betrifft die Auswahl und Regionalisierung von Potenzialflächen für Windkraftanlagen. Wie bereits erläutert, berücksichtigt die Potenzialanalyse der Netzbetreiber vorrangig geophysikalische Bedingungen und planungsrelevante Restriktionen wie Abstandsgebote. Ob diese Flächen aber auch tatsächlich in Zukunft zur Verfügung stehen und wie wirtschaftlich eine Anlage an diesen Standorten betrieben werden könnte, kann in den Analysen der Netzbetreiber nur bedingt untersucht werden. Gleiches gilt für politische Entscheidungen, Flächen für bestimmte Nutzungszwecke freizugeben bzw. zu sperren. So konnte durch den Abgleich der Planungsannahmen mit lokalen Informationen der Stakeholder vor Ort beispielsweise eine Diskrepanz im Rhein-Hunsrück-Kreis festgestellt werden. Hier wurde im Juni 2024 ein Moratorium verabschiedet, das besagt, dass im Zuge der Teilfortschreibung des regionalen Raumordnungsplanes nur bereits ausgewiesene Vorranggebiete für den Windkraftausbau genutzt werden dürfen, um eine massive Ausweisung neuer Windkraftflächen zu verhindern. Vor diesem Hintergrund gilt es den hohen angenommenen Ausbau im Rhein-Hunsrück-Kreis (siehe Abbildung 5) zu prüfen.

2.1.2 Photovoltaik

Ähnlich wie im Bereich der Windkraft erfolgt in den langfristigen Netzplanungen eine Modellierung des zukünftigen Photovoltaikausbaus anhand einer Potenzialanalyse. Hierbei wird zwischen Dach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Bei den Dachflächenanlagen werden zunächst alle in Deutschland verfügbaren Dachflächen analysiert, um entsprechende Potenziale zu identifizieren. Ausgehend von historischen Daten in den einzelnen Regionen wird zudem jeweils eine bestimmte Zubaudynamik unterstellt. Für Freiflächenanlagen werden ähnlich wie für Windkraftanlagen Flächenpotenziale ermittelt, die einerseits geophysikalische und raumplanerische Zubaurestriktionen berücksichtigen und andererseits Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen favorisieren.

Installierte Leistung von Photovoltaik in Rheinland-Pfalz 2045 (Spannbreite in MW)



Einfärbung der Landkreise und kreisfreien Städte basierend auf Mittelwerten (Leistung in MW)

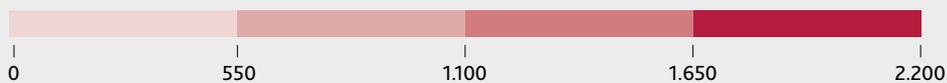


Abb. 6: Netzbetreiberdaten installierte Leistung Photovoltaik

Insgesamt rechnen die Netzbetreiber mit einer installierten Gesamtleistung an Photovoltaik (PV) in Rheinland-Pfalz von 15,6–18,4 GW bis 2037 und 21,5–24,7 GW bis 2045 im Vergleich zum heutigen Bestand von ca. 4 GW. Diese Spannweiten sind in Abbildung 6 auf Landkreisebene für das Zieljahr 2045 aufgeschlüsselt. Ähnlich wie im Bereich der Windkraft wurden beim Abgleich der Daten aus den Planungsprozessen der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber regionale Unterschiede deutlich, die aus leicht unterschiedlichen Parametrierungen der zugrundeliegenden Modelle resultieren.

Im Vertiefungsworkshop zeigte sich unter den teilnehmenden Stakeholdern ein wesentlich optimistischeres Stimmungsbild hinsichtlich der Realisierbarkeit des von den Netzbetreibern unterstellten PV-Ausbaus. Im Jahr 2023 wurde in Rheinland-Pfalz ein vergleichsweise hoher PV-Zubau von ca. 0,9 GW erreicht. Die Mehrheit der Teilnehmenden hielt es für realistisch, dass der jährliche PV-Zubau in den nächsten Jahren auf einem ähnlich hohen Niveau bleiben wird, was den Planungsannahmen der Netzbetreiber entsprechen würde.

Derzeitige Hürden für den PV-Ausbau in Rheinland-Pfalz wurden insbesondere in den Bereichen der Netzintegration gesehen. Zwar kommt der PV-Ausbau in Rheinland-Pfalz gut voran, es wurden jedoch auch Bedenken über einen gleichzeitig ausreichend schnellen Ausbau der Netzinfrastruktur geäußert. Die gesetzliche Anschlussverpflichtung für PV-Anlagen führt dazu, dass viele Anschlussbegehren auf wenige Verteilnetzbetreiber mit begrenztem Personal treffen. Hinzu kommt, dass regulatorische Anforderungen im Zuge der massiven Transformation zunehmend schwieriger

**Netzausbau
hinkt PV-Ausbau
hinterher**



umzusetzen sind. Aus Sicht der Anlagenbetreiber behindern Konflikte bei der Flächennutzung, insbesondere zwischen PV- und Landwirtschaft, sowie die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter Flächen den Ausbau.

Darüber hinaus gilt es zu bedenken, dass auch zwischen EE-Anlagen und Netzinfrastruktur Flächenkonkurrenzen entstehen können. So mindern beispielsweise ausgewiesene Vorrangflächen für PV-Freiflächenanlagen oder Windkraftanlagen das Flächenangebot für neue Umspannanlagen, die aber für die Integration eben jener Einspeiseleistung benötigt werden.

Ein zentraler Diskussionspunkt war die Berücksichtigung des Netzausbaus in verschiedenen Spannungsebenen. Die Integration von PV-Anlagen in die bestehende und zukünftige Netzinfrastruktur stellt eine zentrale Limitierung dar, die auch bei der angenommenen Regionalisierung mitgedacht werden sollte. In diesem Zusammenhang wurde zum Beispiel vorgeschlagen, bei der Regionalisierung von PV-Anlagen nicht nur nach Frei- und Dachfläche zu unterscheiden, sondern ebenfalls nach Spannungsebene. Hintergrund ist, dass PV-Anlagen je nach Projektierung in unterschiedlichen Spannungsebenen angeschlossen werden müssen. Für Netzbetreiber stellt diese Varianz bei PV-Anlagen, aber auch beim Ausbau der Windenergie eine große Herausforderung für die Planbarkeit dar.

Umso mehr, da sich die Dimensionierung geplanter Projekte im Laufe der Umsetzung oftmals ändert und damit den Anschluss in einer anderen Spannungsebene als ursprünglich geplant erforderlich macht. Das ist beispielsweise dann der Fall, wenn Anlagen im Rahmen der Projektierung in kleinere Teilvorhaben aufgeteilt werden, die dann an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden müssen, anstatt wie zunächst geplant ans Hochspannungsnetz. Umgekehrt kommt es ebenfalls häufig vor, dass sich Projekte nach der initialen Anmeldung sukzessive erweitern und letztlich eine größere Anschlusskapazität benötigt wird als ursprünglich angemeldet. Hinzu kommt – analog zu den Windkraftanlagen – der Umstand, dass Netzaspekte wie Ausbau- und Redispatch-Bedarfe, die sich durch die Ansiedlung an einem bestimmten Ort ergeben, in den Standortentscheidungen bislang nicht zwingend berücksichtigt werden müssen (siehe hierzu auch 2.1.1 und 3.3.4).

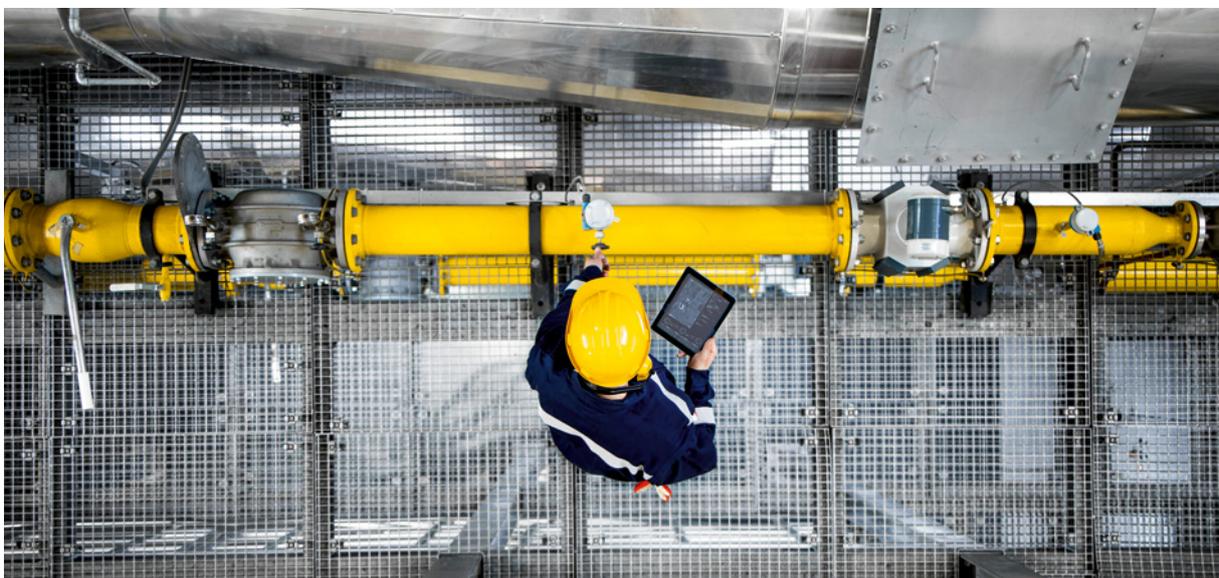
2.1.3 Konventionelle Erzeugung

Den dritten wichtigen Bestandteil der zukünftigen Erzeugungslandschaft in Rheinland-Pfalz stellen Kraftwerkskapazitäten zur Bereitstellung steuerbarer Erzeugung dar. Das sind insbesondere Anlagen, die in Zukunft mit Wasserstoff betrieben werden können. Im Rahmen der Kraftwerksstrategie sollen zeitnah etwa 10 GW an neuer gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland ausgeschrieben werden, die in einen technologieoffenen Kapazitätsmechanismus ab 2028

münden. Zudem unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan 2025 weitere 12 GW an konventioneller Kraftwerkskapazität.

Mit Übernahme systemdienlicher und netzstabilisierender Aufgaben wurde die zusätzlich angenommene Kraftwerkskapazität anhand systemdienlicher Faktoren von den Übertragungsnetzbetreibern zunächst in fünf Regionen in Deutschland aufgeteilt. Im nächsten Schritt wurden innerhalb der jeweiligen Regionen Kraftwerksprojekte berücksichtigt, für die bereits ein offizieller Antrag nach Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) gestellt wurde.

Aus der aktuellen Regionalisierung der Kraftwerkskapazitäten ergeben sich keine Neuerrichtungen von Gaskraftwerken in Rheinland-Pfalz. Entsprechend gehen die Übertragungsnetzbetreiber langfristig von einer Instandhaltung der derzeitigen Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 1,9 GW in Rheinland-Pfalz aus. Im Vertiefungsworkshop wurde diese Sachlage zur Diskussion gestellt. Hierbei zeigte sich kein klares Stimmungsbild für oder gegen die Errichtung neuer Gaskraftwerke in Rheinland-Pfalz. Im Rahmen der Diskussion wurde identifiziert, dass es in Rheinland-Pfalz bislang lediglich konkrete Planungen für H₂-Kraftwerke gibt, die aufgrund ihrer Größe im 110 kV-Netz angeschlossen werden sollen und daher bei den Planungen auf Höchstspannungsebene im Netzentwicklungsplan 2025 nicht berücksichtigt werden.



2.2 Kommunale Lastentwicklung

Um die von Deutschland angestrebte Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, bedarf es neben einer Transformation der Erzeugungslandschaft auch umfassender Umstellungen auf Verbraucherseite. So wird in Zukunft verstärkt auf Technologien gesetzt werden müssen, die klimaneutrale Energieträger nutzen. Im Rahmen der Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz wird hierbei zwischen kommunalen und industriellen Lasten unterschieden. Das folgende Kapitel behandelt zunächst die kommunale Lastentwicklung. Dabei liegt der Fokus auf der Umstellung des Verkehrssektors hin zur Elektromobilität, der zukünftigen Bereitstellung von Wärme durch Wärmepumpen und Wärmenetze sowie neuen Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern.

2.2.1 Elektromobilität

Der Verkehrssektor wird heute stark von der Verbrennung von Kraftstoffen wie Diesel und Benzin dominiert, insbesondere bei privaten Pkw sowie kleinen und großen Nutzfahrzeugen. Im Zuge der Energiewende sollen diese auf klimaneutrale Technologien umgestellt werden, wobei die Elektromobilität aufgrund ihrer Energieeffizienz eine Schlüsselrolle einnimmt.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im Netzentwicklungsplan 2023 davon aus, dass die Anzahl der Elektrofahrzeuge auf eine Spannbreite von 25 bis 32 Millionen E-Pkw im Jahr 2037 und 35 bis 37 Millionen für das Jahr 2045 steigt. Um die Auswirkungen einer solchen Fahrzeugflotte auf die Stromnetze zu analysieren, wurde die Gesamtzahl der E-Fahrzeuge ähnlich wie die Erzeugungskapazitäten im vorherigen Kapitel regionalisiert. Grundlage dafür war die „Kurzstudie Elektromobilität“² der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE). Hierbei werden diverse Standortfaktoren für E-Pkw berücksichtigt, welche die regionalisierten Lastgänge von Elektrofahrzeugen beeinflussen. Darunter sind etwa Pendeldistanzen, Standorte privater Garagen, installierte PV-Aufdachleistungen, Wohnflächen und Annahmen zu Ladeorten. Für Nutzfahrzeuge werden unter anderem die wahrscheinlich elektrifizierten Wirtschaftszweige, Beschäftigungszahlen und Zählstellendaten des Bundes berücksichtigt.

Im Jahr 2023 lag der Bestand an E-Pkw in Rheinland-Pfalz laut „Energieatlas Rheinland-Pfalz“³ bei 70 Tausend, zudem gab es 43 Tausend Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge. Der Gesamtfahrzeugbestand lag bei ca. 2,6 Millionen⁴. Die konsolidierten Planungsdaten aus der Datenwerkstatt ergeben für Rheinland-Pfalz einen Anstieg der Anzahl an E-Pkw auf 1,16 bis 1,43 Millionen bis zum Jahr 2037 und 1,61 bis 1,83 Millionen im Jahr 2045. Die regionale Verteilung auf Landkreisebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2045 kann aus Abbildung 7 entnommen werden. Hohe Lasten durch E-Pkw werden insbesondere in den Landkreisen Mayen-Koblenz, Mainz-Bingen und dem Westerwaldkreis erwartet. Ähnlich wie im Bereich Erzeugungslandschaft zeigten sich im Rahmen der Datenwerkstatt leichte Unterschiede zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern bei der Regionalisierung der prognostizierten E-Pkw-Gesamtflotte in Rheinland-Pfalz.

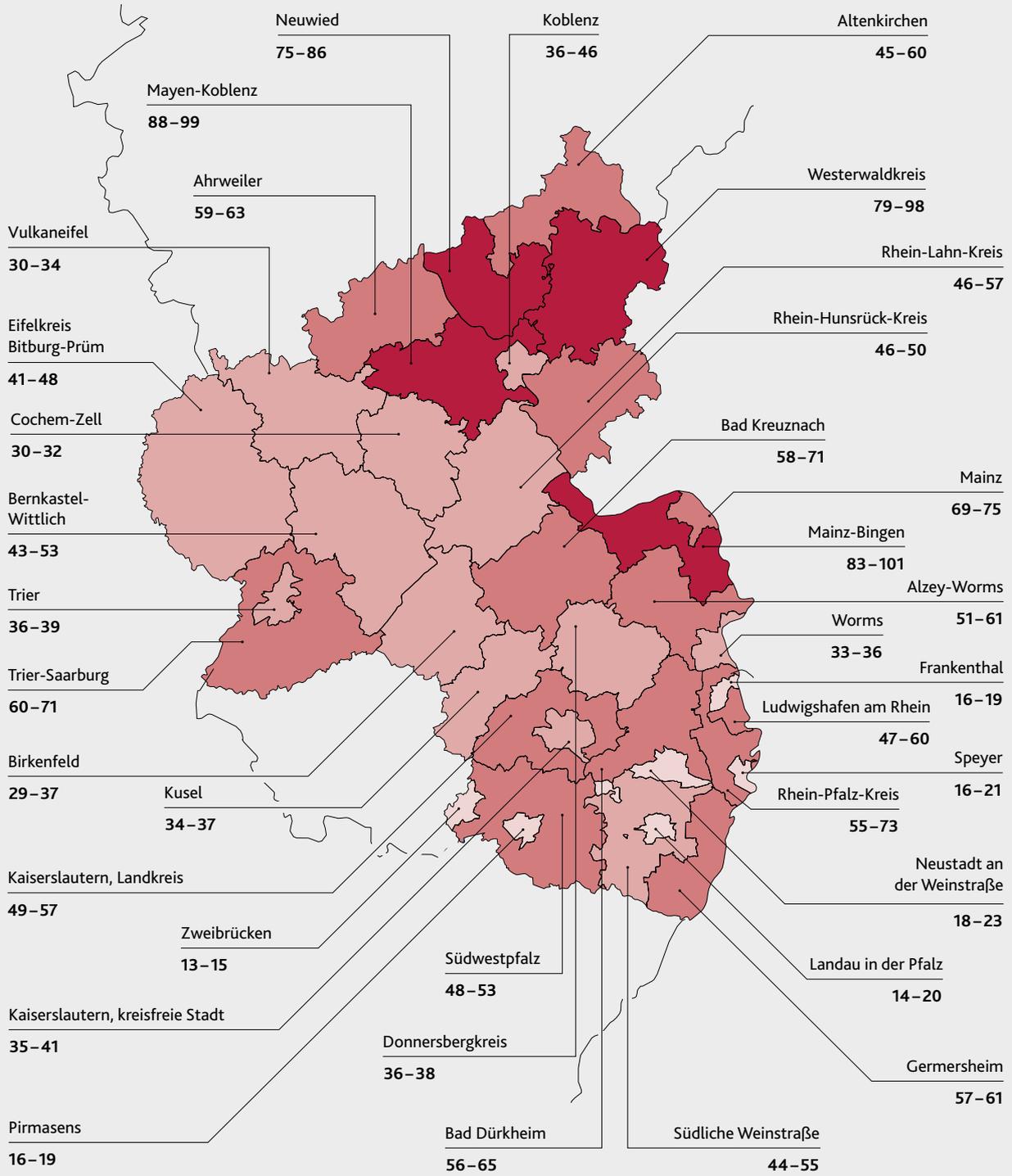


2 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf

3 <https://www.energieatlas.rlp.de>

4 https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2024/pm08_fz_bestand_pm_komplett.html

Anzahl an Elektrofahrzeugen in Rheinland-Pfalz 2045 (Spannbreite in Tsd.)



Einfärbung der Landkreise und kreisfreien Städte basierend auf Mittelwerten (Anzahl in Tsd.)

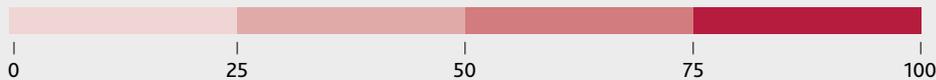


Abb. 7: Netzbetreiberdaten Elektrofahrzeuge



Die Diskussionen im Vertiefungsworkshop zum Schwerpunkt Kommunale Lastentwicklung am 15. Juli 2024 haben gezeigt, dass eine Mehrheit der Teilnehmenden den erwarteten Anstieg an E-Pkw am unteren Rand der betrachteten Spannbreite oder sogar darunter sieht. Hingegen wurde die regionale Verteilung überwiegend als sachgerecht bewertet. Als Herausforderungen für den Hochlauf der Elektromobilität wurden insbesondere die hohen Anschaffungskosten von E-Pkw, die mangelnde Ladeinfrastruktur, Unsicherheiten bezüglich der Reichweite der Fahrzeuge sowie die Einstellung der Förderung Ende 2023 genannt. Neben der Elektromobilität betrachten die Teilnehmenden künftig vor allem den elektrischen ÖPNV sowie synthetische Kraftstoffe und Car-sharing-Konzepte als relevante Alternativen für die Mobilitätsentwicklung in Rheinland-Pfalz.

2.2.2 Wärmebereitstellung

Die Bereitstellung von Wärme in Deutschland und Rheinland-Pfalz wird heute vor allem durch die Verbrennung von Erdgas und Öl sichergestellt. Im Zuge der Wärmewende sollen künftig vermehrt strombasierte Technologien wie Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Übertragungsnetzbetreiber unterstellen im Netzentwicklungsplan 2023 für ganz Deutschland im Jahr 2037 eine

Anzahl von 14,3 Millionen und im Jahr 2045 von 16,3 Millionen Wärmepumpen. Die Mantelzahl für Gesamtdeutschland wurde anschließend auf Basis der Fortschreibung des aktuellen Bestands an Ein- und Zweifamilienhäusern regionalisiert.

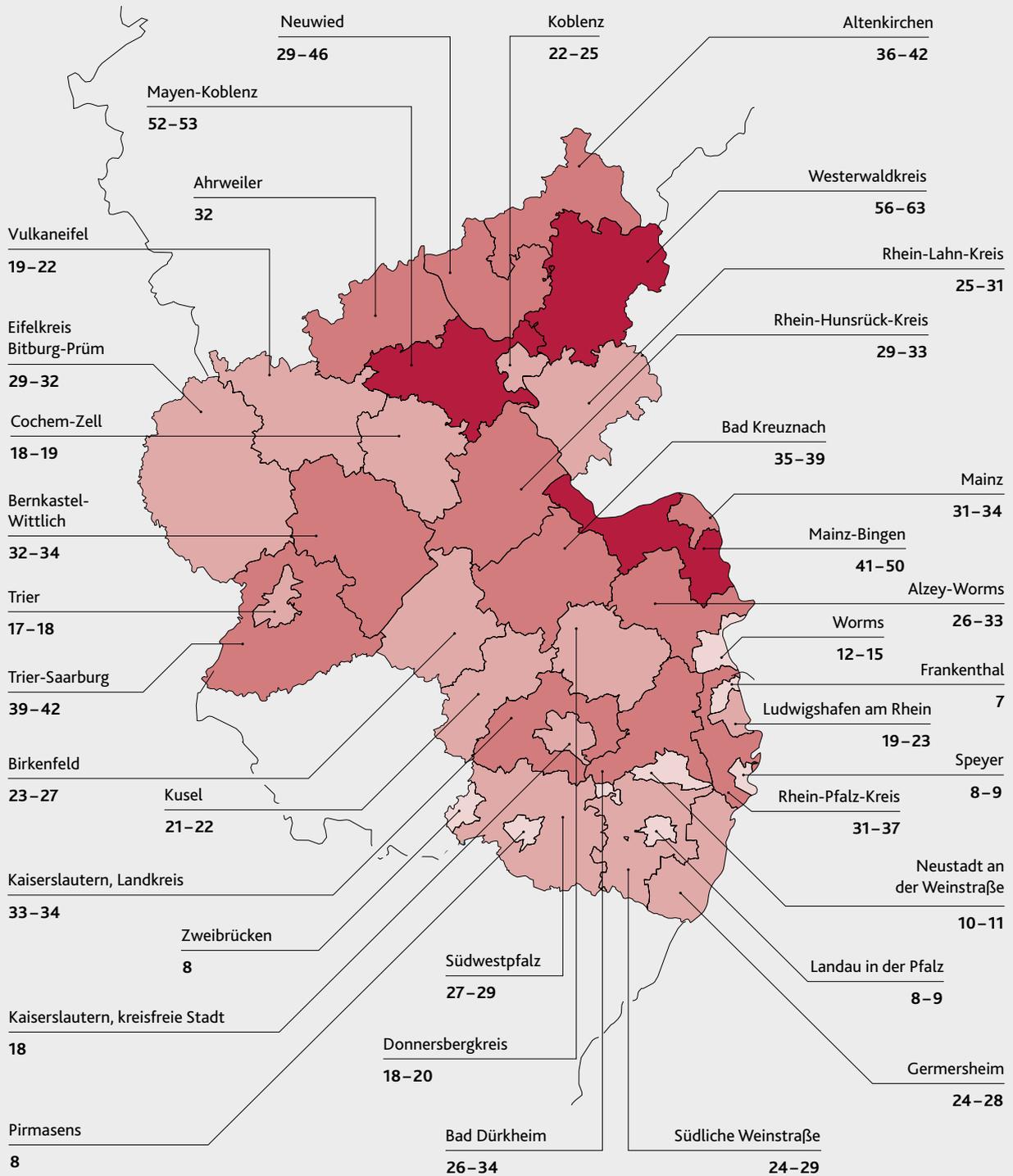
Die im Rahmen der Datenwerkstatt konsolidierten Daten aus den Planungsprozessen der Netzbetreiber prognostizieren für Rheinland-Pfalz bis zu 860 Tausend Wärmepumpen im Jahr 2037 und bis zu 980 Tausend Wärmepumpen im Jahr 2045. Zum Vergleich: In Rheinland-Pfalz gibt es heute ca. 1,06 Millionen Ein- und Zweifamilienhäuser. Um den unterstellten Markthochlauf zu erfüllen, müsste demnach künftig fast jedes Ein- und Zweifamilienhaus in Rheinland-Pfalz mit einer Wärmepumpe ausgestattet sein. Im Vertiefungsworkshop am 15. Juli 2024 empfanden die Teilnehmenden den unterstellten Hochlauf mehrheitlich als zu ambitioniert. Vielmehr sehen sie die Verbreitung der Wärmepumpe langfristig eher unterhalb der aufgezeigten Entwicklung.

Wärmepumpen-Hochlauf und Frist für kommunale Wärmepläne (zu) ambitioniert

Neben Wärmepumpen wurden Nahwärmenetze als Schlüsseltechnologie zur Deckung des kommunalen

Wärmebedarfs identifiziert. Fernwärmenetze und alternative Technologien wie Geothermie spielen dagegen nach Ansicht der Teilnehmenden eher eine untergeordnete Rolle. Als größte Hürden für die Umsetzung der Wärmewende in Rheinland-Pfalz wurden die hohen Kosten für die Umrüstung bzw. Anschaffung von neuen Heizungssystemen, der Mangel an Fachkräften, ein fehlender Preisdruck durch heute noch relative günstige fossile Energien und unsichere politische Rahmenbedingungen genannt.

Anzahl an Wärmepumpen in Rheinland-Pfalz 2045 (Spannbreite in Tsd.)



Einfärbung der Landkreise und kreisfreien Städte basierend auf Mittelwerten (Anzahl in Tsd.)

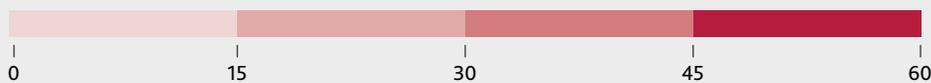


Abb. 8: Netzbetreiberdaten Wärmepumpen

Ähnlich wie die Regionalisierung der E-Pkw wurde auch die regionale Verteilung der Wärmepumpen von der Mehrheit der Teilnehmenden als sachgerecht bewertet, siehe Abbildung 8. Was die Umsetzung der Wärmewende auf kommunaler Ebene insgesamt angeht, so empfinden die Teilnehmenden die gesetzlichen Vorgaben zur Erstellung der kommunalen Wärmepläne als sehr anspruchsvoll. Die gesetzlichen Vorgaben sehen vor, dass Kommunen bis 2028, bzw. größere Städte bis 2026, kommunale Wärmepläne vorlegen müssen. Als größte Herausforderungen hierbei wurden Unsicherheiten und hohe Investitionskosten für neue Wärmekonzepte, bürokratische Hürden, fehlende personelle Ressourcen und eine unzureichende Datengrundlage identifiziert. Perspektivisch stellt sich darüber hinaus die Frage, inwieweit aus den kommunalen Wärmeplänen eine für die Netzbetreiber verwertbare Datenbasis generiert werden kann, damit diese die Daten in ihren Planungsprozessen berücksichtigen können.

2.2.3 Dezentrale Flexibilitäten

Dezentrale flexible Lasten und Speicher auf kommunaler Ebene können dazu beitragen, wetterbedingte Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen. Neben Haushaltsbatteriespeichern können auch E-Pkw und Wärmepumpen als dezentrale Flexibilitäten eingesetzt werden. E-Pkw besitzen eine Flexibilität bezüglich der Ladezeit und Lademenge, zudem könnte langfristig die Möglichkeit zur Rückeinspeisung in das Netz eine Rolle spielen (Vehicle-to-Grid). Die Last von Wärmepumpen kann zeitlich innerhalb gewisser Grenzen durch das Vor- bzw. Nachheizen verschoben werden. Vor diesem Hintergrund beschäftigen sich die Netzbetreiber in ihren Netzplanungen auch mit dem Potenzial und den Einsatzmöglichkeiten dieser Flexibilitäten. Die langfristigen Annahmen dazu sind im Folgenden dargestellt.



Haushaltsbatteriespeicher werden heute überwiegend in Kombination mit einer PV-Aufdachanlage installiert. Ihre Nutzung erfolgt überwiegend „eigenbedarfsoptimiert“, d. h. der Speicher dient dazu, den eigenen Strombedarf maximal durch die PV-Eigenerzeugung zu decken.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrer langfristigen Netzplanung davon aus, dass die installierte Leistung der Haushaltsbatteriespeicher in Rheinland-Pfalz von heute ca. 0,6 GW auf 3,5 GW im Jahr 2037 und 5,1–5,9 GW im Jahr 2045 ansteigen wird. Ähnlich wie beim unterstellten Anstieg der installierten PV-Leistung in Rheinland-Pfalz halten die Teilnehmenden im Vertiefungsworkshop diese Prognose mehrheitlich für realistisch.

Anders als die heutige, vermehrt eigenbedarfsoptimierte Nutzung, unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber in der langfristigen Netzplanung, dass Batteriespeicher und andere Flexibilitäten künftig vermehrt strommarktorientiert eingesetzt werden. Hierbei orientiert sich der Einsatz von Flexibilitäten am Marktpreis. Wie in Abbildung 9 dargestellt, führt diese Annahme in Strommarkt-simulationen zu einer umgekehrten Abhängigkeit zwischen dem Marktpreis (rot) und dem Einsatz von Flexibilität (blau). Mittags, bei niedrigem Strompreis, kommt es zu erhöhten flexiblen Lasten, und abends, bei erhöhtem Strompreis, wird vermehrt in das Netz eingespeist.

Trend hin zu marktorientiertem Einsatz von Flexibilitäten

Gleichzeitig kann der Einsatz von Regelleistung für das Übertragungsnetz eines im Verteilnetz angeschlossenen Batteriespeichers lokale Engpässe noch verstärken, beispielsweise im Fall eines wetterbedingten Stromüberschusses aufgrund eines Überangebots an PV-Erzeugung. Daher wäre dies beim Abruf mit zu berücksichtigen.

Für 2037 wird im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025 unterstellt, dass bis zu 50 Prozent der Haushalte ein marktorientiertes Verhalten aufweisen. 2045 steigt der Anteil auf bis zu 70 Prozent der Haushalte. Zudem wurde für E-Pkw die Rückspeisung ins Netz durch die Vehicle-to-Grid-Technologie berücksichtigt, wobei 2037 bis zu 25 Prozent und 2045 bis zu 50 Prozent der marktorientiert eingesetzten E-Pkw über diese Technologie verfügt. Ob Haushaltsflexibilitäten marktorientiert eingesetzt werden können, wird durch mehrere Faktoren bestimmt, u. a. der Verfügbarkeit von Smart-Metern sowie notwendigen Kontrollgeräten oder Dienstleistern (Aggregatoren), welche die Flexibilitäten vermarkten. Auch die Höhe der marktorientierten Flexibilität wird von mehreren Faktoren bestimmt. Bei Wärmepumpen hängt die verfügbare Flexibilität vom Wärmebedarf

sowie der Möglichkeit des Vor- und Nachheizens ab. Sie weisen deshalb nur ein begrenztes Verschiebepotential auf. Als Flexibilitätsoption für das Stromnetz stehen die E-Fahrzeuge daher nur bei langen Ladezeiten wie beispielsweise über Nacht überhaupt zur Verfügung.

Die vorgestellten Annahmen zu flexiblen Verbrauchern empfindet ein Großteil der Teilnehmenden als realistisch. Hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten sehen die Teilnehmenden neben der Eigenbedarfsoptimierung und der Marktorientierung auch das netzdienliche Verhalten von Akteuren als notwendige Option an. Um die Bereitstellung von dezentralen Flexibilitäten anzureizen, sollten nach Meinung einiger Teilnehmenden flexible Tarife erschlossen werden, die Preissignale aus dem Strommarkt zum netzdienlichen Verhalten abbilden. Diese Tarife sollten dabei niederschwellig für die Endkunden nutzbar sein. Zudem müssen die technischen Voraussetzungen zur intelligenten Nutzung von Preisschwankungen durch eine flächendeckende Installation von Smart-Metern geschaffen werden. Weitere Teilnehmende sprachen sich dafür aus, analog zu flexiblen Tarifen auch die Einspeisevergütung für private PV-Anlagen zu flexibilisieren, damit nicht nur Kunden, sondern auch private Erzeuger mit entsprechenden Preissignalen zu netzdienlichem Verhalten angereizt werden können.

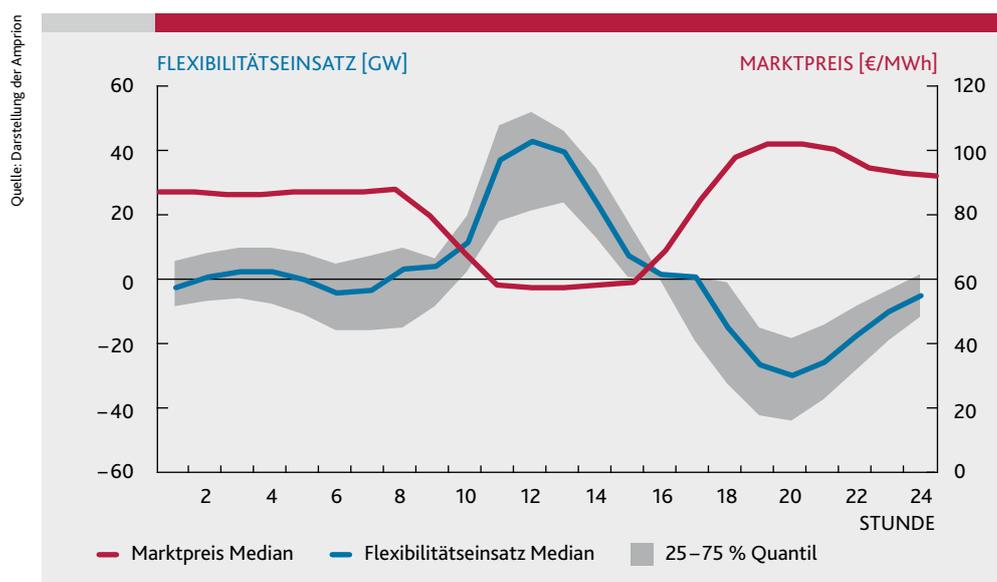


Abb. 9:
Einsatz von Flexibilitäten

2.3 Industrielle Lastentwicklung

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit der künftigen Entwicklung von industriellen Lasten. Dabei geht es einerseits um die Transformation der Bestandsindustrie hin zu klimaneutralen Energieträgern wie Strom aus erneuerbaren Energien oder grünem Wasserstoff. Andererseits werden die Entwicklungen neuer Technologien und Infrastrukturen wie Rechenzentren, Elektrolyseure und Großbatteriespeicher betrachtet. Dazu wird zum einen thematisiert, wie die zukünftigen Energiebedarfe und potenziellen Entwicklungspfade der Industrie prognostiziert und wie diese zum anderen mit bekannten Projekten unterlegt sowie verbleibende Lasten regionalisiert werden.

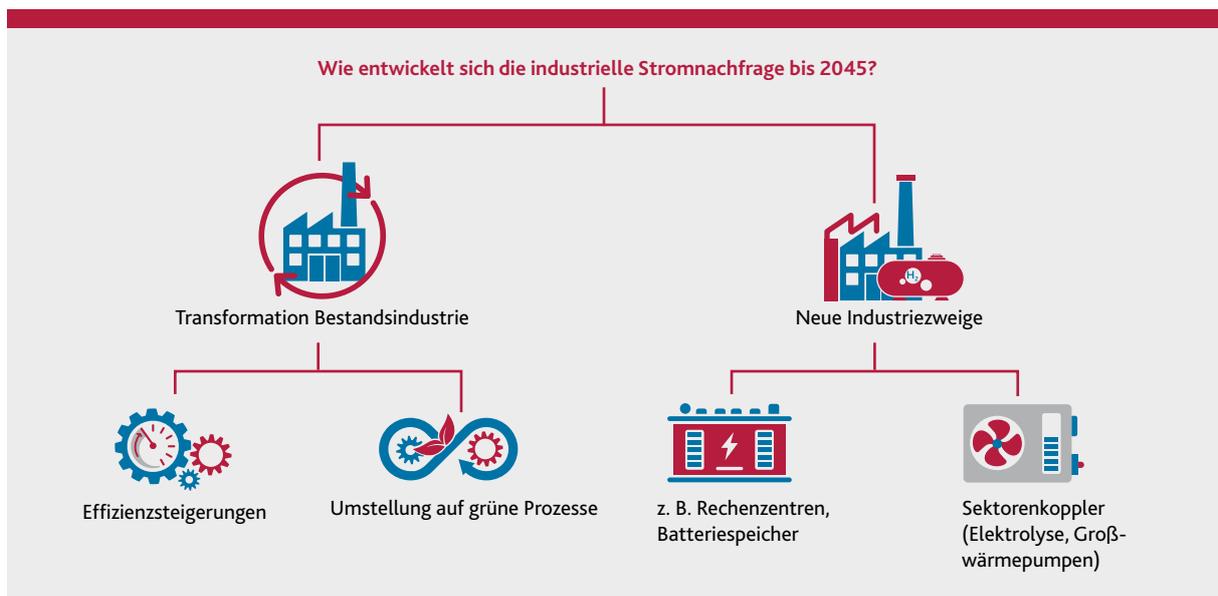


Abb. 10: Industrieentwicklung

2.3.1 Entwicklung der industriellen Energiebedarfe

Die langfristige Entwicklung der industriellen Stromnachfrage ist mit vielen Unsicherheiten behaftet und daher schwer zu prognostizieren. Wie in Abbildung 10 aufgeschlüsselt, gibt es im Wesentlichen zwei Treiber: der künftige Strombedarf der Bestandsindustrie sowie der künftige Strombedarf neuer Großverbraucher. Der Strombedarf von Industrieunternehmen hängt unter anderem davon ab, ob Industrieprozesse im Zuge der Transformation ganz oder teilweise elektrifiziert werden und ob das Unternehmen durch Effizienzsteigerungen seinen Strombedarf senken kann. Des Weiteren gilt es, die Entwicklung neuer

Stromgroßverbraucher möglichst präzise zu antizipieren. Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen, insbesondere in den Bereichen Rechenzentren und Batteriespeicher, unterliegen aktuell einer hohen Dynamik. Darüber hinaus erhöhen Sektorkoppler wie Elektrolyseure und Großwärmepumpen die Komplexität des Gesamtsystems, da sie die Planung der Stromnetze sowie die Infrastrukturplanungen für zukünftige Wasserstoff- und Wärmemärkte wechselseitig beeinflussen. In der Folge wird eine abgestimmte Planung zukünftig noch wichtiger.



Die Industrielandschaft in Rheinland-Pfalz ist insbesondere durch die Chemieindustrie geprägt, welche 2018 etwa die Hälfte der industriellen Strombedarfe des Landes, ca. 15 TWh, in Anspruch nahm. Weitere energieintensive Branchen sind die Metall-, Papier-, Glas- und Lebensmittelindustrien. Zur Abbildung der zukünftigen Energiebedarfe dieser Industriebranchen stützt sich der Netzentwicklungsplan Strom auf die umfassende Industriestudie der FfE „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“⁵, die 2022 von den Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegeben wurde. Die Studie ermittelt die zukünftigen Strom- bzw. Wasserstoffbedarfe an heutigen Industriestandorten unter der Annahme, dass bestehende Industrieprozesse langfristig elektrifiziert oder fossile Brennstoffe durch Wasserstoff substituiert werden. Hierbei wird eine Spannweite von möglichen Entwicklungen betrachtet, die sich insbesondere aus der Technologieauswahl „Strom versus Wasserstoff“ einzelner Branchen ergibt. Beispielsweise können die Wärmebedarfe bestimmter Industrieprozesse entweder durch den Einsatz eines Elektrodenkessels (Power-to-Heat) oder durch die Verbrennung von Wasserstoff gedeckt werden. Die Studie bildet diese Unschärfe bezüglich der Technologieauswahl ab, indem ein Elektrifizierungs- und ein Wasserstoffszenario betrachtet werden. Hieraus ergeben sich langfristige Spannweiten der Energiebedarfe in Rheinland-

Pfalz. Die jährlichen industriellen Strombedarfe steigen in den Szenarien auf 18 TWh bis 24 TWh und die energetischen Wasserstoffbedarfe auf 2 TWh bis 7,5 TWh für das Zieljahr 2045. Für beide Energieträger ist die Dekarbonisierung der Chemiebranche als Treiber zu identifizieren. Aber auch für die Metall-, Glas- und Papierindustrien werden insbesondere im Wasserstoffszenario signifikante Anteile an den Gesamtwasserstoffbedarfen des Landes Rheinland-Pfalz prognostiziert. Die langfristige Entwicklung der industriellen Energiebedarfe wurde im Vertiefungsworkshop am 27. August 2024 mit Stakeholdern aus verschiedenen Industriezweigen in Rheinland-Pfalz diskutiert. Ziel war es, insbesondere die Herausforderungen bei der Dekarbonisierung der Industrie zu identifizieren. Als Hürden für eine langfristige Planung wurden Schwierigkeiten in der Vorhersage von Kostenentwicklungen der Energieträger Strom und Wasserstoff sowie deren Verfügbarkeit durch den Ausbau der entsprechenden Infrastruktur genannt. In diesem Kontext wurde mehrfach auf das „Henne-Ei-Dilemma“ bei der Transformation der Energielandschaft in Rheinland-Pfalz hingewiesen: Unternehmen oder Industrien haben teilweise nicht genügend Planungssicherheit bezüglich der Anbindung an die zukünftige Infrastruktur. Andererseits erfordert die bedarfsgerechte Infrastrukturplanung eine möglichst hohe Verbindlichkeit geplanter Industrieprojekte (siehe hierzu auch 3.2.1).

5 <https://www.ffe.de/projekte/stromverbrauchsmodellierung-des-industriesektors-im-kontext-der-dekarbonisierung/>



2.3.2 Regionalisierung des zukünftigen industriellen Energiebedarfs

Zur Ermittlung der regionalen Verteilung zukünftiger Energiebedarfe stützt sich der Netzentwicklungsplan Strom auf die oben genannte Industriestudie, welche keine Standortverlagerungen heutiger Industriestandorte unterstellt. Diese Annahme resultiert in einer Fortschreibung heutiger Lastzentren in den Landkreisen Mayen-Koblenz, Germersheim und Ludwigshafen, wobei insbesondere Ludwigshafen aufgrund der dort ansässigen Chemieindustrie in Zukunft eine noch stärkere Gewichtung erfahren wird als heute. Des Weiteren spielen gemeldete Strommehrbedarfe von Industrieunternehmen im Rahmen von Netzanschlussanfragen bei den zuständigen Netzbetreibern eine entscheidende Rolle, um künftige Industrielasten zu lokalisieren. Aufgrund der zunehmenden Wichtigkeit der Sektorenkopplung

zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern Gas, wurde 2024 erstmals gemeinsam eine freiwillige Online-Marktabfrage durchgeführt. Großverbraucher waren dazu aufgerufen, ihre geplanten Strom- und Wasserstoffbedarfe zu melden, sodass Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber auf einer qualitativ hochwertigen und abgestimmten Datenbasis aufsetzen konnten. Auf Basis der Großverbraucherabfrage wurden in Rheinland-Pfalz ca. 3,6 GW geplante Lasterhöhungen sowie Großbatteriespeicherprojekte in den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan 2025 eingebracht. Hierbei ist insbesondere ein deutlicher Anstieg von gemeldeten Großbatteriespeichern und Rechenzentren in Rheinland-Pfalz im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2023 zu verzeichnen.

Die aktuellen hohen Anstiege der Batteriespeicherprojekte wurde im Vertiefungsworkshop kontrovers diskutiert. So bewerteten einige Teilnehmenden die Entwicklung als positiv, da Großbatteriespeicher offenbar aktuell ein rentables Geschäftsmodell darstellen und perspektivisch eine wichtige Rolle in einem flexiblen Energiesystem einnehmen könnten. Ob der Anstieg solcher Batteriespeicherprojekte nachhaltig ist oder in Zukunft wieder abnehmen wird, hängt jedoch nach Ansicht einiger Teilnehmenden davon ab, ob der regulatorische Rahmen sowie die marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausreichend Anreize für die Installation und den Betrieb von Batteriespeichern setzen werden.

Neben den Batteriespeichern wurde im Vertiefungsworkshop zur industriellen Lastentwicklung abschließend die künftige Entwicklung von Elektrolyseuren thematisiert. Im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan 2025 werden aktuell ca. 40 GW gemeldeter Projekte berücksichtigt. Von diesen Projektmeldungen entfallen jedoch weniger als 1 Prozent auf Rheinland-Pfalz.

Zusätzlich werden im Netzentwicklungsplan 2025 weitere unterstellte Kapazitäten von Elektrolyseuren regionalisiert. Ausschlaggebend für die Regionalisierung sind Kriterien wie hohe Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien, der regionale Bedarf an Wasserstoff, die Anbindung an die Strom- und Wasserstoffnetze, sowie die Verfügbarkeit von Wasserstoff. Von den Teilnehmenden des Vertiefungsworkshops wurden verfügbare erneuerbare Erzeugungsüberschüsse und die Wasserstoffnachfrage als relevanteste Kriterien eingestuft.

Angesichts der signifikanten industriellen Wasserstoffbedarfe wird sich tendenziell eine hohe Wasserstoffimportquote des Landes Rheinland-Pfalz ergeben. Rheinland-Pfalz wird hierdurch von dem Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes abhängig sein, wie es im Juli 2024 von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas vorgelegt wurde. Die Fertigstellung des Kernnetzes ist für 2032 angedacht und umfasst eine Leitungslänge von ca. 9.700 km bestehend aus umgewidmeten Erdgasleitungen und Neubauten. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichte Wasserstoffkernnetz berücksichtigt die perspektivischen Wasserstoffverbrauchszentren in Rheinland-Pfalz: Mayen-Koblenz, Ludwigshafen und Germersheim.



2.4 Fazit zu Planungsprämissen

Durch den quantitativen Vergleich der eingereichten Datenmeldungen sowie die qualitativen Einschätzungen der teilnehmenden Stakeholder konnten wertvolle Erkenntnisse für die Entwicklung der Energielandschaft in Rheinland-Pfalz aggregiert und diskutiert werden.

Regionalisierungsmethoden

Als erstes wichtiges Ergebnis kann festgehalten werden, dass gewisse Unterschiede bei der Regionalisierung von prognostizierten Erzeugungs- und Lastkapazitäten zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern vorliegen. Aus diesen Unterschieden ergeben sich auf Landkreisebene teils abweichende Annahmen zu installierten Leistungen verschiedener Technologien. Aggregiert auf Bundeslandebene wiederum stimmen die Annahmen weitestgehend überein und orientieren sich an den landesspezifischen Mantelzahlen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Netzentwicklungsplan Strom. Es hat sich gezeigt, dass Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber ähnliche Methoden zur Regionalisierung der installierten Leistungen auf Landkreisebene nutzen. Allerdings können aufgrund der Komplexität der zugrundeliegenden Modelle trotzdem regionale Unterschiede entstehen. Eine Harmonisierung der regionalen Szenarioannahmen hat aufgrund eines zeitlichen Versatzes der Prozesse für die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber und des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber nicht stattgefunden. Dennoch wurde das allgemeine Vorgehen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber als sachgerecht eingeschätzt.

Entwicklungspfade

Des Weiteren konnten in den Vertiefungsworkshops zahlreiche Einschätzungen der regionalen Stakeholder zu den dargestellten Entwicklungspfaden in Rheinland-Pfalz gesammelt werden. Hierbei zeigte sich ein gemischtes Stimmungsbild bezüglich der hohen Ausbauziele sowohl der erneuerbaren Energien als auch von verschiedenen lastseitigen Technologien. Die angenommenen Entwicklungen für den Ausbau von Wind-Onshore sowie für die Elektromobilität und den Einsatz von Wärmepumpen in Rheinland-Pfalz wurde angesichts bestehender Hürden als zu ambitioniert eingestuft. Der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen und PV-Aufdachanlagen sowie von Haushaltsbatteriespeichern wurde hingegen als realistisch angesehen.

Einsatz von Flexibilitäten

Die vorgestellten Annahmen zu flexiblen Verbrauchern empfindet ein Großteil der Teilnehmenden als realistisch. Hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten sehen die Teilnehmenden neben der Eigenbedarfsoptimierung und der Marktorientierung auch das netzdienliche Verhalten von Akteuren als notwendige Option an.

Rahmenbedingungen zum Erreichen der Planungsprämissen

Im Rahmen der Vertiefungsworkshops wurden mehrere Faktoren genannt, die von den Teilnehmenden als erfolgskritisch für den Umbau hin zu einer klimaneutralen Energielandschaft angesehen werden:

- Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wurden die Verfügbarkeit geeigneter Flächen sowie Nutzungskonkurrenzen als wesentliche Herausforderungen genannt. Im Bereich Onshore-Wind bedarf es zudem einer Beschleunigung der Genehmigungsverfahren. Darüber hinaus bestehen laut den Teilnehmenden noch entscheidende Hürden bei der Netzintegration der erneuerbaren Energien. Auch die Verfügbarkeit von Fachkräften zur Umsetzung der Integration wurden als wichtiger Faktor identifiziert.
- Der Hochlauf der Elektromobilität hängt nach Ansicht der Teilnehmenden wesentlich von den Kaufpreisen für E-Fahrzeuge ab, die derzeit als zu hoch eingeschätzt werden. Weitere Faktoren sind eine ausreichende Ladeinfrastruktur und die Reichweite der Fahrzeuge. Neben der Elektromobilität betrachten die Teilnehmenden zukünftig vor allem den elektrischen ÖPNV sowie synthetische Kraftstoffe und Carsharing-Konzepte als relevante Alternativen für die Mobilitätsentwicklung in Rheinland-Pfalz.
- Zum Gelingen der Wärmewende in Rheinland-Pfalz wurden die Kosten für die Umrüstung bzw. Anschaffung von neuen Heizungssystemen, die Ausbildung an Fachkräften, die Preise für fossile Energien und Planungssicherheit bei den politischen Rahmenbedingungen als wesentliche Faktoren genannt. Neben Wärmepumpen wurden Nahwärmenetze als Schlüsseltechnologie für die Deckung des kommunalen Wärmebedarfs identifiziert. Fernwärmenetzen und alternativen Technologien wie Geothermie wurde eher eine untergeordnete Rolle zugeschrieben. Die gesetzlich vorgeschriebene Ausarbeitung der kommunalen Wärmeplanung wurde von den Teilnehmenden als ambitioniert eingeschätzt. Als die größten Herausforderungen hierbei wurden Unsicherheiten und hohe Investitionskosten für neue Wärmekonzepte, bürokratische Hürden, fehlende personelle Ressourcen und eine unzureichende Datengrundlage genannt.
- Um dezentrale Flexibilitäten zu fördern, braucht es nach Meinung der Teilnehmenden entsprechende Anreize, die Preissignale aus dem Strommarkt und zum netzdienlichen Verhalten abbilden, um so einen flexiblen Einsatz anzustoßen. Flexible Tarife sowie flexible Einspeisevergütung wurden hier als Möglichkeiten genannt, sofern sie niederschwellig für Endkunden bzw. Erzeuger nutzbar sind. Zudem müssen die technischen Voraussetzungen zur intelligenten Nutzung von Preisschwankungen durch eine flächendeckende Installation von Smart-Metern geschaffen werden. Allerdings gilt es zu bedenken, dass es einen Unterschied zwischen netz- und systemdienlichem Verhalten gibt und Preissignale daher mitunter konterkarierend wirken können. So können zentrale Preissignale, die das Netzsystem als Ganzes stabilisieren sollen, zu lokalen Netzengpässen führen, wenn Akteure vor Ort auf das Preissignal reagieren und gleichzeitig ihr Verhalten anpassen.
- Für die industrielle Dekarbonisierung sind Trends bezüglich der Kostenentwicklungen der Energieträger Strom und Wasserstoff schwer abzuschätzen. Unternehmen haben oft unzureichende Planungssicherheit bezüglich der Anbindung an die zukünftige Infrastruktur, während die Infrastrukturplanung Verbindlichkeit geplanter Industrieprojekte erfordert.

3. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK



Das Projekt „Stromnetz 2045: Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz“ wurde initiiert, um die Planungsannahmen der Netzbetreiber zur zukünftigen Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch in rheinland-pfälzischen Regionen mit den Planungen lokaler Stakeholder wie Kommunen und Industrieunternehmen abzugleichen. Im Verlauf des Beteiligungsprozesses wurden sowohl umfeld- als auch prozessbedingte Herausforderungen identifiziert, die im Folgenden erläutert werden. Anhand dieser Herausforderungen wurden zudem erste Empfehlungen abgeleitet, die ebenfalls Gegenstand dieses Kapitels sind.

3.1 Umfeldbedingte Herausforderungen

3.1.1 Paradigmenwechsel: Bisherige Netzausbaulogik stößt an Grenzen

Mit der Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem geht ein Paradigmenwechsel in der Netzplanung einher. Bislang folgte die Netzinfrastruktur der Verortung von Erzeugungs- und Lastkapazitäten. Das heißt, Erzeugungsanlagen und große Stromverbraucher siedelten sich unabhängig von der bestehenden Netzinfrastruktur an, und die Netze wurden entsprechend ausgebaut. Diese Logik, wonach sich der Ausbau der Netzinfrastruktur nach der Ansiedlung von Erzeugungs- und Lastkapazitäten richtet, stößt aus Systemperspektive und insbesondere mit Blick auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten an seine Grenzen.

In einem zunehmend dezentralen und flexiblen Energiesystem, in dem sowohl die Erzeugung als auch die Lastseite eine höhere Volatilität und Flexibilität aufweisen, wird die Netzstabilität zu einem entscheidenden Faktor für die Versorgungssicherheit. Aus Systemsicht ist es notwendig, dass sich die Standortwahl von Erzeugungs- und Lastkapazitäten künftig auch stärker an der geplanten Netzinfrastruktur orientiert.

Darüber hinaus haben die notwendigen Investitionen zum Umbau und Ausbau der Netzinfrastruktur inzwischen ein ähnlich hohes Niveau erreicht wie die Investitionskosten für Erzeugungskapazitäten, sodass auch hier ein Umdenken im Sinne einer Gesamtkostenbetrachtung stattfinden sollte.

3.1.2 Dynamische Entwicklung im Stromsektor und gesamten Energiesystem

Der Bau von Stromleitungen hat auf Ebene der Höchst- und Hochspannung eine Vorlaufzeit von rund 15 Jahren, bevor die kapitalintensive Infrastruktur tatsächlich in Betrieb genommen werden kann. Das hat zur Folge, dass Netzbetreiber den künftigen Strombedarf bis zu Jahrzehnte im Voraus antizipieren und auf Basis dieser Prognosen ihre Netzplanung aufsetzen müssen. In den aktuellen Ausbauplänen im Übertragungsnetz (Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)) bzw. den Verteilnetzen (Netzausbaupläne 2024) blicken die Netzbetreiber erstmals auf das Zieljahr 2045 und somit über 20 Jahre in die Zukunft.

Gleichzeitig befindet sich das Energiesystem in einem fundamentalen Wandel. Die dynamischen Entwicklungen bei Erzeugung, insbesondere aber bei neuen Lasten erschweren eine verlässliche Prognose über den zukünftigen Strombedarf. Zudem stehen bei einigen Verfahren und Prozessen im Industrie-, Wärme- und Verkehrssektor mehrere technische Optionen zur Dekarbonisierung zur Auswahl.

Unsicherheiten bestehen zudem bei den energiepolitischen Rahmenbedingungen. Die Ausbauziele von erneuerbaren Energien wurden in den letzten Jahren weiter nach oben korrigiert. Allerdings bilden die tatsächlichen EE-Zubauraten diese Entwicklung derzeit (noch) nicht ab. Ähnliche Tendenzen gibt es beim Hochlauf von Wärmepumpen und

im Bereich der E-Mobilität. Auch hier ist ein Delta zwischen der politischen Zielsetzung und der tatsächlichen Entwicklung erkennbar. Entsprechend hoch ist die Schlagzahl energierechtlicher Novelierungen und regulierungsseitiger Anpassungen auf Bundesebene. Hinzu kommen Unsicherheiten aufgrund technischer Entwicklungen und Innovationen, die eine fortlaufende Anpassung der Netzplanungsgrundlagen in Voraussicht auf eine jahrzehntelange Nutzungsdauer erfordern.

Politische Entscheidungen wie beispielsweise jüngst die Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung, die den Einsatz von Technologien wie Carbon Capture and Storage/Utilization im Strom- und Industriesektor ermöglicht, können die Energiebedarfe ebenfalls signifikant verändern.

3.2 Prozessbedingte Herausforderungen

3.2.1 Unterschiedliche Entscheidungszyklen/Henne-Ei-Dilemma

Eine besonders komplexe Herausforderung, die im Verlauf des Projekts deutlich wurde, betrifft ein klassisches Henne-Ei-Dilemma. Dieses Dilemma tritt besonders im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen zur Umstellung eines Prozesses auf einen klimaneutralen Energieträger auf. Bei der Entscheidung, einen Produktionsprozess zu elektrifizieren oder auf einen anderen Energieträger wie grünen Wasserstoff umzustellen, spielt die Verfügbarkeit der entsprechenden Infrastruktur eine entscheidende Rolle. Nur unter Gewährleistung eines Anschlusses mit ausreichender Anschlussleistung an das Strom- bzw. Wasserstoffnetz wird ein Unternehmen seine Produktionsprozesse elektrifizieren bzw. umstellen.

Ein fristgerechter Netzanschluss wiederum erfordert eine frühzeitige Bedarfsmeldung. Dieses

wechselseitige Abhängigkeitsverhältnis stellt Netzbetreiber und Industrieunternehmen vor große Herausforderungen und führt zu einer Art Blockade, bei der beide Seiten auf die Entscheidung der jeweils anderen warten.

Verschärft wird dieses „Henne-Ei-Dilemma“ durch die unterschiedlichen Entscheidungszyklen. Wie bereits skizziert, müssen Netzbetreiber mitunter Jahrzehnte im Voraus Investitionsentscheidungen treffen, um den Bau einer Leitung rechtzeitig anzustoßen und so den zukünftigen Strombedarf zu decken. Im Gegensatz dazu müssen Industrieunternehmen häufig kurzfristig auf Veränderungen im Marktumfeld reagieren und ihre strategischen Entscheidungen anpassen. Diese kurzfristigeren Planungshorizonte stehen im Widerspruch zu den langfristigen Anforderungen der Netzplanung. So bräuchten die Netzbetreiber idealerweise heute schon eine verlässliche Planung, welche Projekte im Bereich der Großverbraucher in den nächsten Jahren und Jahrzehnten realisiert werden. Auf der anderen Seite fehlt den Industrieunternehmen selbst die Planungssicherheit, um solche Entscheidungen treffen zu können. Denn die hohe Unsicherheit insbesondere mit Blick auf die Entwicklung zukünftiger Marktpreise von Strom und Wasserstoff oder auch der Anbindung an die notwendige Infrastruktur hemmen die Transformationsentscheidungen, sodass viele Betriebe notwendige Investitionsentscheidungen noch nicht getroffen haben.

3.2.2 Unterschiedliche Zieljahre in den Planungsprozessen

Im Rahmen der Datenwerkstatt hat sich gezeigt, dass die involvierten Stakeholder wie Industrieunternehmen, Stadtwerke, Kommunen und Netzbetreiber in ihren Planungsprozessen jeweils unterschiedliche Zieljahre betrachten. Das zeigt sich auch an den eingereichten Datenmeldungen,

wovon ein Großteil der Stakeholder primär auf den Zeithorizont vor 2030 blickt.

Auf Seiten der Netzbetreiber zielen die Planungen im Übertragungsnetz aktuell auf die Jahre 2037 und 2045, das Zieljahr der Klimaneutralität. In den Netzausbauplänen für das Hoch- und Mittelspannungsnetz stehen neben 2045 auch 2028 und 2033 im Fokus. Für die Kommunen wiederum ist nicht 2045, sondern 2040 maßgeblich. Denn bis dahin soll die Wärmeversorgung und -nutzung in rheinland-pfälzischen Kommunen weitgehend klimaneutral sein, zumal bis 2026 bzw. 2028 die Kommunalen Wärmepläne erstellt sein müssen.

Die unterschiedlichen Zieljahre haben zur Folge, dass die darauf basierenden Planungsannahmen der einzelnen Akteure nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Daher sollten die Planungsprozesse möglichst auf die gleichen Zieljahre ausgerichtet sein – um einen Abgleich und das Abstimmen der Planungsdaten zu ermöglichen, aber auch um die Voraussetzung für eine aufeinander aufbauende Zielnetzplanung entlang der Spannungsebenen zu schaffen.

3.2.3 Zeitlicher Versatz in (und zwischen) den Planungsprozessen

Zu Beginn eines jeden Planungszyklus schlagen Netzbetreiber der Bundesnetzagentur einen sogenannten Szenariorahmen vor, in dem die zukünftige Entwicklung des Stromsystems abgeschätzt wird. Unter Berücksichtigung von gesetzlichen Vorgaben werden drei unterschiedliche Szenarien definiert und jeweils mit entsprechenden Planungsannahmen für die Zieljahre 2037 und 2045 unterlegt. Der von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen bildet anschließend die Grundlage für den eigentlichen Netzentwicklungsplan.

Unter mehrfacher Öffentlichkeitsbeteiligung erstreckt sich ein Planungszyklus über mehrere Jahre, sodass Änderungen in den Planungsannahmen innerhalb dieser Zeitspanne auftreten können. Beispielsweise können Meldungen neuer Großverbraucher nur bis zu einem Stichtag berücksichtigt werden. Infolge des langwierigen Prozesses ist es möglich, dass in der Zwischenzeit neue Meldungen vorliegen, die jedoch im aktuellen Prozess nicht explizit berücksichtigt werden können. Da auch die Netzausbaupläne auf diesen Annahmen beruhen, zieht sich die Nicht-Berücksichtigung durch die Planungsprozesse.

3.2.4 Regionalisierung von Mantelzahlen

Beim Szenario-Design erfolgt die Ausgestaltung zukünftiger Entwicklungspfade maßgeblich anhand eines Top-down-Ansatzes. Dabei werden basierend auf politischen Zielvorgaben Energieszenarien mit bestimmten Parametern für Gesamtdeutschland definiert und anschließend über verschiedene Verteilungsschlüssel auf die Bundesländer und deren Regionen verteilt. Zwar werden ähnliche Regionalisierungsmethodiken von den Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern genutzt, dennoch können aufgrund der Komplexität der zugrunde liegenden Modelle regionale Unterschiede entstehen.

Da sich alle Planungsprozesse auf diese Mantelzahlen stützen, besteht das Risiko, dass diese in den späteren Phasen und akteursübergreifend in den jeweiligen Planungsprozessen fortgeschrieben werden. Allerdings kann es aufgrund des bereits thematisierten Zeitverzugs auf der einen und den dynamischen Entwicklungen auf der anderen Seite sein, dass die seinerzeit postulierten Szenarien mitsamt den Mantelzahlen nicht oder nicht in Gänze die tatsächlichen Entwicklungspfade vor Ort widerspiegeln.

3.3 Empfehlungen

3.3.1 Stakeholder-Feedback durch Mittelfrist-Szenario ermöglichen

Die Datenwerkstatt hat gezeigt, dass ein Abgleich der zentralen Planungsannahmen mit den tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort unerlässlich ist. Um die unterschiedlichen Planungshorizonte von Netzbetreibern, Kommunen und Unternehmen stärker zu vereinen, sollte darüber nachgedacht werden, formal ein mittelfristiges Betrachtungsjahr in die Netzplanungsprozesse integrieren. Ein zusätzliches Stützjahr in der Mittelfrist im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber würde den Stakeholdern die wichtige Chance eröffnen, eine fundiertere Einschätzung abzugeben, ob die Entwicklungspfade mit ihren Planungen übereinstimmen. Entsprechend sollte dieses Stützjahr von den verfahrensführenden Behörden breit diskutiert und konsultiert werden, um ein möglichst umfassendes Feedback einzuholen. Auch ein quantitativer Abgleich von Planungsdaten wäre in einem solchen mittelfristigen Betrachtungsjahr besser umsetzbar.

3.3.2 „Bottom-up“-Abgleich als Plausibilitätscheck integrieren

Neben einem mittelfristigen Stützjahr als Möglichkeit für ein besseres, auch datenbasiertes Stakeholder-Feedback sollte darüber hinaus geprüft werden, ob und wie ein „Bottom-up“-Abgleich mit regionalen Daten und Informationen in die Regelprozesse der Netzplanung integriert werden könnte. Nicht nur um sicherzustellen, dass die regionalen Besonderheiten und aktuellen Entwicklungen angemessen berücksichtigt werden. Eine gemeinsame Plattform oder entsprechende Austauschformate können dazu beitragen, die Planungen besser aufeinander abzustimmen, indem Abhängigkeiten frühzeitig identifiziert und gemeinsam Lösungen erarbeitet werden können. Der Prozess der gemeinsamen Großverbraucherabfrage von Übertragungsnetzbetreibern und

Fernleitungsnetzbetreibern in Deutschland leistet einen Beitrag in diese Richtung, zeigt aber gleichzeitig den noch großen Weiterentwicklungsbedarf an dieser Schnittstelle.

Ein zusätzlicher Bottom-up-Ansatz, in dem regionale Planungsannahmen und -daten systematisch erfasst, eingeordnet und in die übergeordneten Planungen integriert werden, könnte einen wertvollen Plausibilitätscheck darstellen – auch zur Validierung von gemeldeten Großverbraucherprojekten. Dieses Gegenstromprinzip der Planungsprämissen mit den regionalen Entwicklungen würde nicht nur die Qualität der Planungen verbessern, sondern auch das Vertrauen der regionalen Akteure in den Planungsprozess stärken. In diesem Sinne war die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz ein wichtiges Pilotprojekt, dessen Zielstellung – der Abgleich von regionalen Planungsannahmen – nach Meinung der Beteiligten verstetigt werden sollte.

3.3.3 Szenariotrichter breiter fassen

Angesichts der dynamischen Entwicklung des Energiesystems (siehe 3.1.2), aber auch mit Blick auf den zeitlichen Versatz in den Prozessen und der zeitlichen Differenz zwischen Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan bzw. Netzausbaupläne sowie kommunalen Wärmeplänen (siehe 3.2.2 und 3.2.3) sollten die Annahmen, die der Netzplanung zugrunde liegen, in einem möglichst breiten Szenariotrichter ausgestaltet werden. Das bedeutet, dass verschiedene Entwicklungsvarianten berücksichtigt werden sollten, um eine größere Bandbreite an möglichen Entwicklungspfaden abzudecken. Dies ist besonders wichtig, da die Mehrheit der Stakeholder in den Workshops die im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber angenommenen Parameter teilweise als zu ambitioniert empfand. Daher wird empfohlen, den Szenariotrichter für den Netzentwicklungsplan weiter zu öffnen. Das ermöglicht auch die

Berücksichtigung von aktuellen Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber, die sich in der Vorausschau auf die 40er Jahre im Rahmen erwarteter Ausbaupfade für Rheinland-Pfalz bewegen und bundesweit einen breiten Ausbau der grünen Wasserstoffwirtschaft mit Abweichungen bzw. zeitlichen Verzögerungen beim Erreichen der Bundesausbauziele für Erneuerbare Energien modellieren. Dies stellt weder das landes- noch bundesweite Zielbild der Klimaneutralität infrage, sondern kann im Sinne von Geschwindigkeit und Kosteneffizienz die notwendige Schrittfolge für eine bedarfsgerechte Infrastrukturplanung veranschaulichen. Das beinhaltet auch die Frage, in wie weit ein realistischer Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in einem zukünftigen Kern- und Verteilnetz bei Berücksichtigung potenzieller Nutzungsszenarien von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren eine höhere Flexibilität beim Ausbau der Stromnetze ermöglicht. So können auch Meilensteine für die zur möglichst kostenoptimalen Gesamtzieleerreichung der Klimaneutralität notwendigen Beschleunigungs- und Synchronisierungsmaßnahmen identifiziert werden, sei es bei der Netzertüchtigung, den Ausbauprozessen für Erneuerbare Energien oder auf Seiten der Regulierung. Dies setzt eine möglichst breite Varianz der zugrundeliegenden Planungsannahmen voraus.

3.3.4 Allokationssignale für eine netzdienliche Verortung setzen

Für einen effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau müssen zukünftig stärker die Netzbelange mit den Möglichkeiten und Erfordernissen der Energiemärkte in Einklang gebracht werden. Die Datenwerkstatt hat gezeigt, dass es einen regulatorischen Rahmen braucht, der Anreize für eine netzdienliche Verortung schafft.

Mit der Stilllegung konventioneller Kraftwerke und dem gleichzeitigen Ausbau der Kapazitäten für erneuerbare Energien verschieben sich Art

und Ort der Erzeugung grundlegend. Neben den veränderten geographischen Einspeisepunkten sorgt auch die Integration neuer Verbraucher für veränderte Lastflüsse.

Zudem entfallen mit der Stilllegung von konventionellen Kraftwerken zugleich auch Redispatch-Potenziale zur Aufhebung von Netzengpässen sowie Potenziale zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen vor allem in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen der Übertragungsnetzbetreiber. Um den Wegfall dieser Potenziale zu ersetzen, sollten diese Anforderungen nach Möglichkeit bereits frühzeitig im Markt adressiert werden.

So könnten Kraftwerksausschreibungen mit lokalen Anreizsystemen dazu beitragen, dass steuerbare Kraftwerke überwiegend in Südwestdeutschland angesiedelt werden, wo sie einen wichtigen Beitrag zur Entlastung des Netzes und zur Sicherstellung ausreichender Redispatch-Potenziale leisten können. Diese netzdienliche Allokation wurde von der Bundesregierung bereits im Rahmen der Eckpunkte des Kraftwerkssicherheitsgesetzes, die derzeit zur Konsultation stehen, aufgegriffen.

Des Weiteren sollten vorhandene flexible Lasten stärker netzdienlich genutzt und neue flexible Lasten netzdienlich allokiert werden. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass es aufgrund der verschiedenen Spannungsebenen nicht „die eine Netzdienlichkeit“ gibt. So muss eine netzdienliche Verortung für das Übertragungsnetz nicht zwangsläufig auch eine für das Verteilnetz dienliche Verortung sein und umgekehrt.

Entsprechend braucht es einen regulatorischen Rahmen mit unterschiedlichen Allokationssignalen, um sowohl strukturelle Engpässe als auch lokale Engpässe im Verteilnetz bestmöglich zu adressieren.

3.3.5 Planungsprozesse rollierend synchronisieren mit einheitlichen Betrachtungsjahren

Das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erfordert einen ambitionierten Umbau der gesamten Energieinfrastruktur. Für eine effiziente Planung ist die Sektorenkopplung, also das Verzahnen der Sektoren Strom, Wärme und Gas, von zentraler Bedeutung. Der Gesetzgeber hat zuletzt wichtige Weichen gestellt, um die Planungsprozesse sektorübergreifend zu synchronisieren. So sollen die Planungsprozesse künftig unter dem Dach einer Systementwicklungsstrategie zusammengeführt werden. Die damit einhergehende Harmonisierung der Netzplanungsprozesse Strom und Gas/Wasserstoff in Form eines gemeinsam abgestimmten Szenariorahmens und der Betrachtung gleicher Zeithorizonte ist ein erster Schritt in diese Richtung. Ebenso wurde innerhalb des Stromsektors mit der Verzahnung der Regional-szenarien der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der Netzausbaupläne und den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom der vier Übertragungsnetzbetreiber erste Weichen für eine bessere Synchronisierung der Planungsprozesse gestellt. Im Sinne einer sektorengesetzten Systementwicklungsstrategie sollten weitere Synchronisierungspotenziale sowohl sektorenintern als auch sektorübergreifend gehoben werden. Konkret sollten sämtliche Planungsprozesse auf einheitliche Zeithorizonte ausgerichtet werden, um wechselseitige Abhängigkeiten besser zu erfassen. Aufgrund der großen Dynamik bei den Entwicklungen sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Verbrauchsseite wird außerdem empfohlen, die Planungsprozesse rollierend im regelmäßigen Turnus fortzuschreiben. Das hätte den Vorteil, dass jeweils aktuelle Trends Entwicklungen aufgegriffen und entsprechend korrigierend in der Planung berücksichtigt werden können.

3.3.6 Koordinierungskreis zu Anschlussbegehren einsetzen

Die steigende Zahl an Netzanschlussbegehren und Leistungsanforderungen erfordert eine enge Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern. Diese können ihrer gesetzlichen Verpflichtung nach § 20 EnWG „in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten Netzzugang zu gewährleisten“, jedoch nicht vollumfänglich nachkommen, da sie durch das Teilen von kundensensiblen Informationen möglicherweise gegen Verschwiegenheitspflichten verstoßen. Das führt dazu, dass Kundenanfragen bei anderen Netzbetreibern nicht zwangsläufig bekannt sind. Eine netzübergreifende Validierung und Harmonisierung der Anschlussbegehren von Großabnehmern, die angesichts der Elektrifizierungsbestrebungen der Industrie, der Ansiedlung neuer Großverbraucher und den damit einhergehenden Herausforderungen für die Energieinfrastruktur perspektivisch dringlicher denn je wäre, ist damit nicht im vollen Umfang darstellbar.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, seitens der Landesregierung mittelfristig im Lichte der ersten Erfahrungen mit der Wirkung der zahlreichen auf Bundesebene eingeleiteten energiewirtschaftlichen Anpassungen die Einrichtung eines Koordinierungskreises für Anschlussbegehren von Großverbrauchern wie Industriekunden oder Rechenzentren zu prüfen. Ein Koordinierungskreis auf Landesebene könnte einen institutionalisierten Rahmen schaffen, der den Netzbetreibern im Sinne des § 20 EnWG eine Zusammenarbeit im geschützten Raum ermöglicht: Ein solches Gremium würde den Vertraulichkeitsanforderungen angemessen Rechnung tragen und zugleich sicherstellen, dass sowohl den Netzbetreibern als auch dem fachlich betroffenen Landesministerium alle notwendigen Informationen vorliegen.



Innerhalb dieses Koordinierungskreises könnten Anfragen zu Anschlussbegehren gemeinsam validiert und im Gesamtblick bewertet werden. Auch könnte ein solches Gremium bei der Priorisierung konkurrierender Netzanschlussanfragen sowie bei kurzfristigen Entscheidungsbedarfen unterstützen.

3.4 Ausblick

Die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz hat es geschafft, erstmalig auf Landesebene alle beteiligten Akteure von Industrie, Wirtschaftsverbänden, Planungsbehörden, Stadtwerken, Kommunen bis hin zu Netzbetreibern zusammenzubringen und zum Abgleich von Planungsprämissen einzuladen. So war es möglich, einen Abgleich bisheriger Planungsannahmen mit dem regionalen Wissen und der Zielsetzung lokaler Akteure umzusetzen und so eine Verbesserung zukünftiger Planungsannahmen zu erzielen. Bestehende Herausforderungen zur Festlegung von langfristigen Planungsannahmen wurden transparent aufgezeigt, konkretisiert und erste Empfehlungen gemeinsam mit den beteiligten Akteuren abgeleitet. In einem „Dashboard“ wurden alle zugelieferten Daten und Planungsannahmen für Rheinland-Pfalz von Netzbetreibern und Stakeholdern zusammengeführt und öffentlich zugänglich gemacht. So ist ein Vergleich von Daten zwischen Netzbetreibern und Stakeholdern möglich.

Die Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz ist eine Blaupause für weitere Bundesländer, eine Beteiligungsplattform zur Verbesserung der Planungsannahmen zu schaffen.

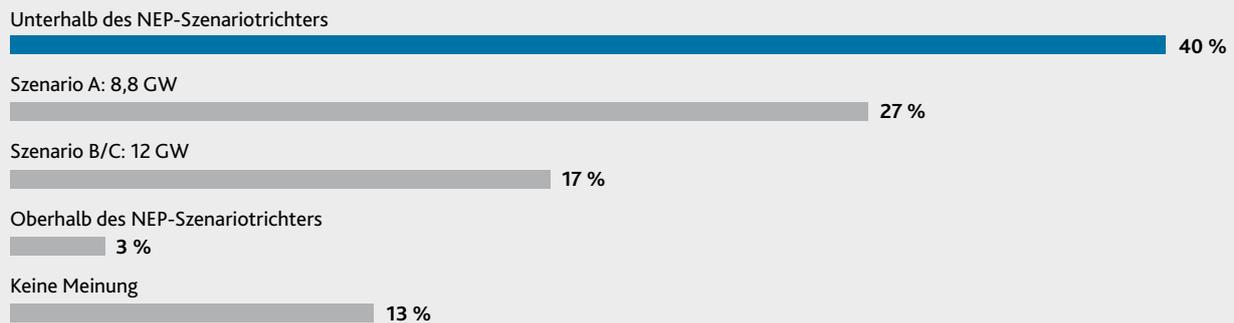
ANHANG



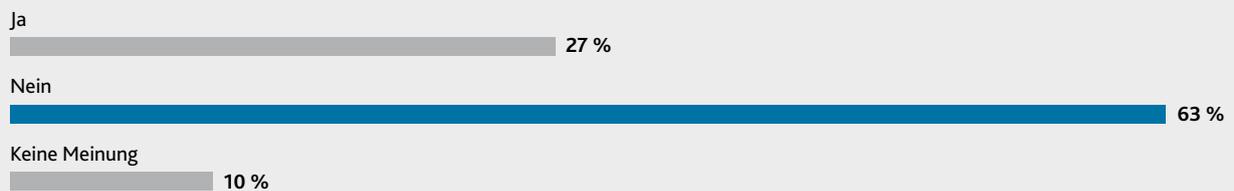
Im Folgenden dargestellt sind die vollständigen Umfrageergebnisse mit mindestens 20 Teilnehmenden aus den Vertiefungsworkshops, auf die in Kapitel 2 explizit Bezug genommen wird. Die Umfragen wurden mit einem Online-Tool (Slido) während der Workshops erhoben und diskutiert.



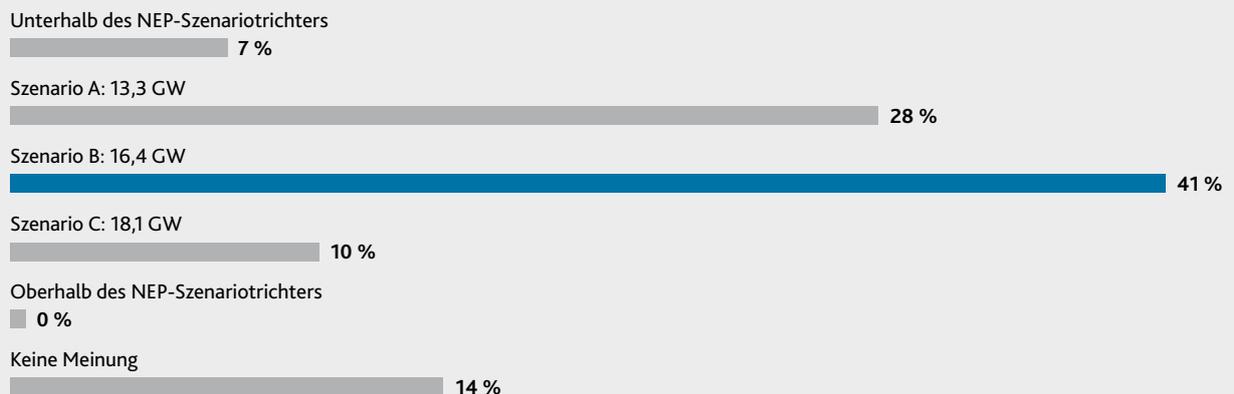
30 Wo sehen Sie den Onshore-Wind-Ausbau in Rheinland-Pfalz 2037?



30 Halten Sie eine deutliche Steigerung der Ausbaurrate für realistisch? (durchschnittlich 370 – 610 MW pro Jahr bis 2037)



29 Wo sehen Sie den PV-Ausbau in Rheinland Pfalz 2037?



29

Halten Sie es für realistisch, dass die in 2023 erreichte PV-Zubaurate in den nächsten Jahren mindestens konstant bleibt?



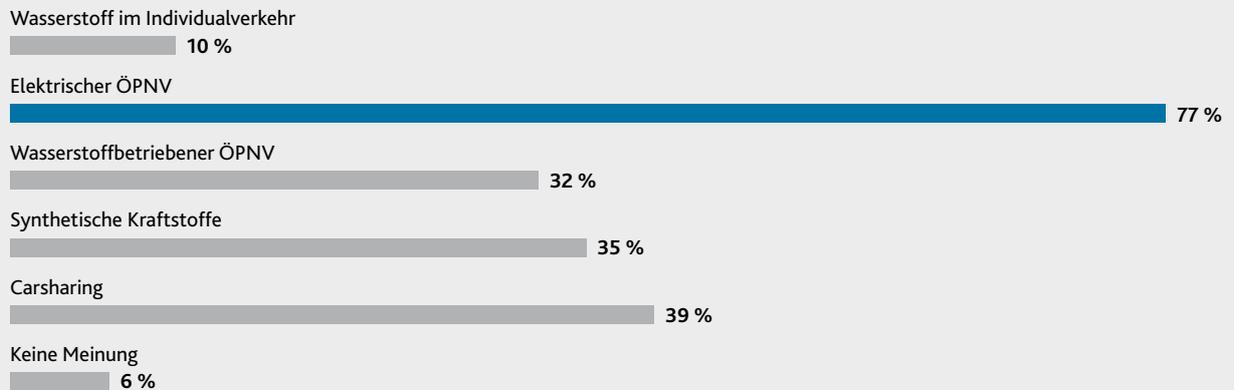
31

Wo sehen Sie die Entwicklung der Elektromobilität in RLP im Jahr 2037?



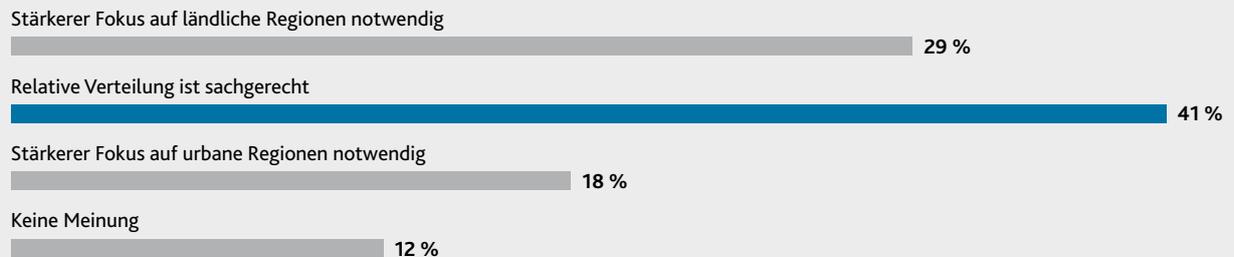
31

Welche Fortbewegungsmittel sehen Sie in Zukunft neben E-Pkw als relevant an? (Mehrfachauswahl möglich)



34

Halten Sie die regionale Verteilung von E-Fahrzeugen in RLP für realistisch?

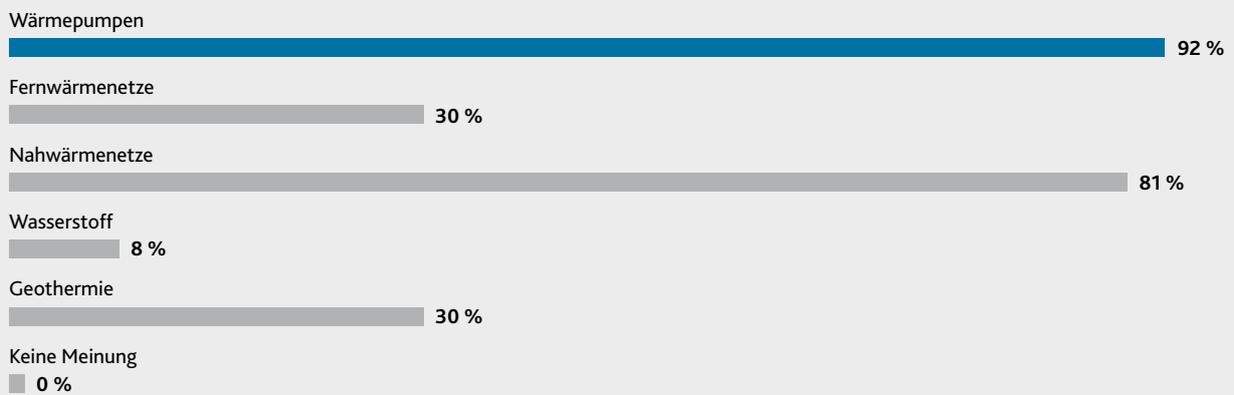




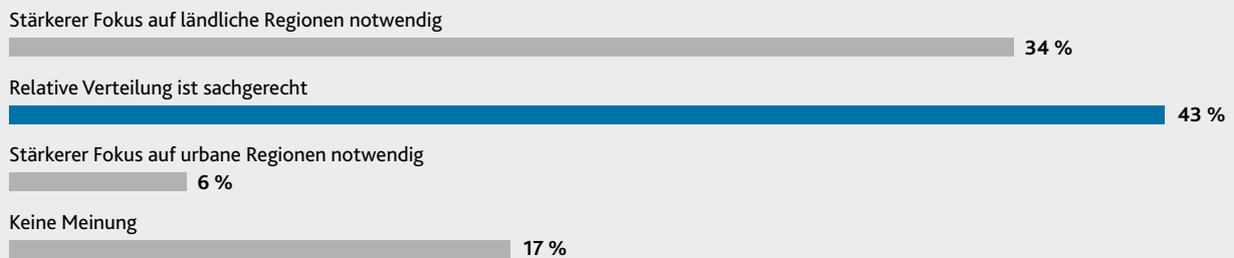
Wo sehen Sie die Entwicklung der Wärmepumpen in RLP im Jahr 2037?



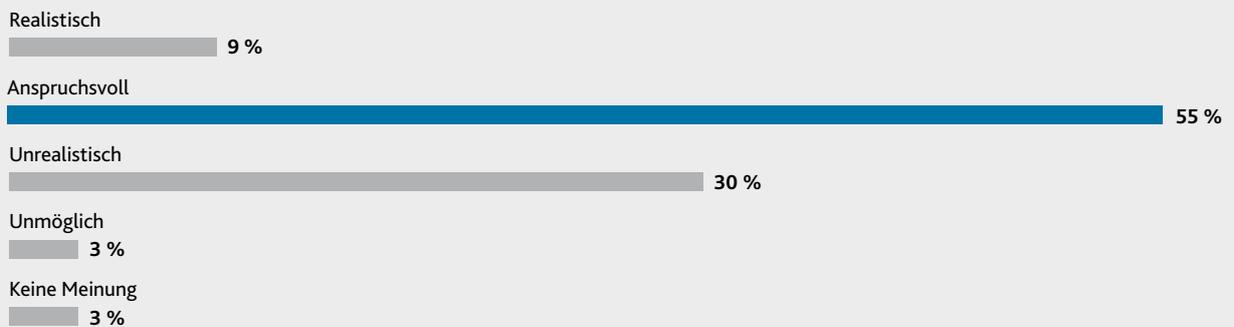
Was sind Ihrer Meinung nach die Schlüsseltechnologien bei der Deckung von kommunalen Wärmebedarfen? (Mehrfachauswahl möglich)



Halten Sie die regionale Verteilung von Wärmepumpen in RLP für realistisch?

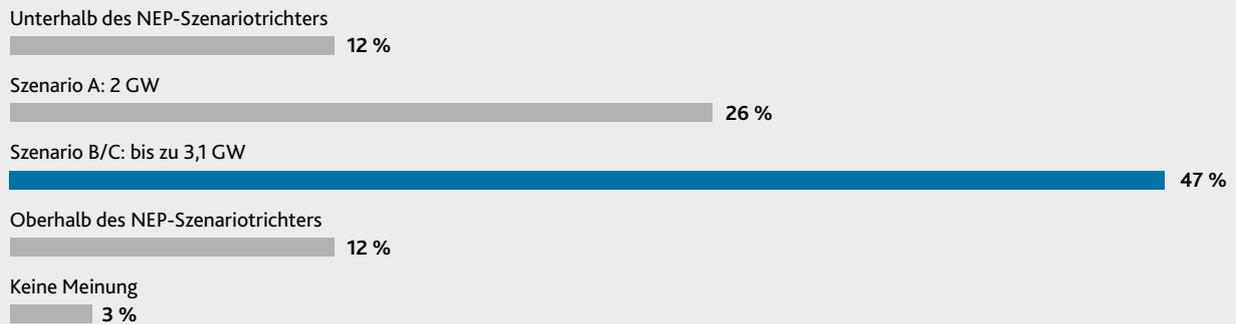


Für wie realistisch halten Sie die fristgerechte Erstellung der kommunalen Wärmepläne?



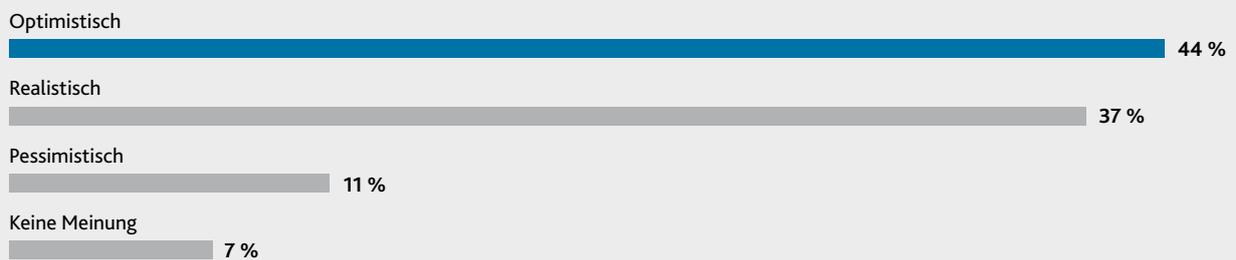
34

Wo sehen Sie die Entwicklung der Haushaltbatteriespeicher in RLP im Jahr 2037?



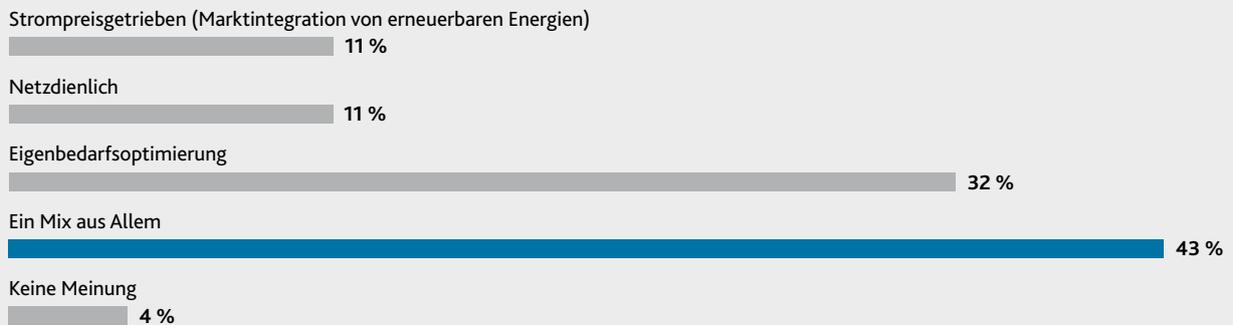
27

Wie bewerten Sie die im NEP getroffenen Annahmen zu den Anteilen flexibler Verbraucher?



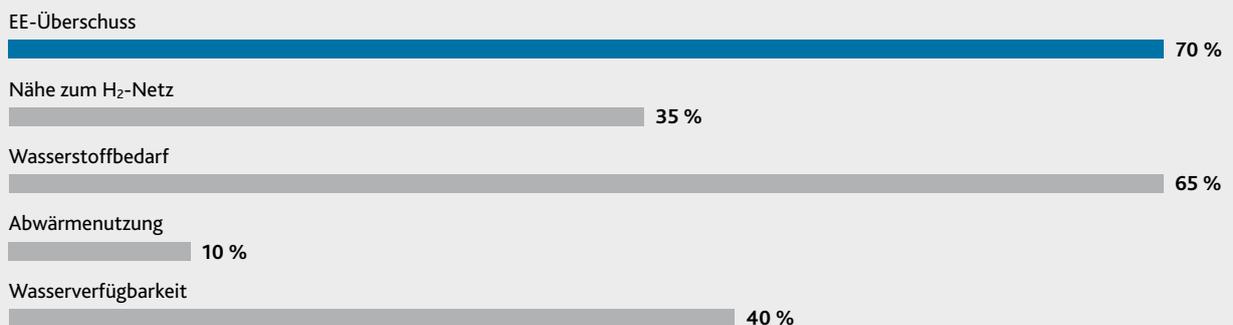
28

Welche Einsatzweise von Flexibilitäten halten Sie für das zukünftige Energiesystem am sinnvollsten? (Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektromobilität)



20

Welche Kriterien halten Sie bei der Prognose von möglichen Elektrolyse-Standorten für besonders relevant?



IMPRESSUM

Herausgeber:



Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz
vertreten durch die Ministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität, Katrin Eder.

Kaiser-Friedrich-Straße 1
55116 Mainz

Postfach 31 60
55021 Mainz

Telefon: 06131 16 0
Telefax: 06131 16 46 46

E-Mail: poststelle@mkuem.rlp.de

Redaktion:

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität
Abteilung für Klimaschutz und Energie
Ingmar Streese/Heike Fenn

Bildnachweise:

iStock.com: querbeet (Seite 1), Laurence Dutton (Seite 10), Smederevac (Seite 19),
audioundwerbung (Seite 27), PhonlamaiPhoto (Seite 29), undefined undefined (Seite 32);
MKUEM: Christof Mattes (Seite 6);
elements.envato.com: Michael Utech (Seite 8), Westend61/Frank Röder (Seite 28);
unsplash.com: Karsten Würth (Seite 14), Andreas Gücklhorn (Seite 18),
CHUTTERSNAPE (Seite 20), alpha innotec (Seite 22);
pexels.com: Kindel Media (Seite 24)

Gestaltung:

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand:

Oktober 2024



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR
KLIMASCHUTZ, UMWELT,
ENERGIE UND MOBILITÄT

Kaiser-Friedrich-Straße 1
55116 Mainz

poststelle@mkuem.rlp.de
<https://mkuem.rlp.de/>